



**UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA**

**ANÁLISIS DE DIVERSAS ALTERNATIVAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON
FUENTES GEOTERMALES EN CHILE**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL MECÁNICO

OSVALDO ENRIQUE LACOURT MORA

PROFESOR GUÍA:
RAMÓN FREDERICK GONZÁLEZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
ROBERTO ROMÁN LATORRE
WILLIAMS CALDERÓN MUÑOZ

SANTIAGO DE CHILE
NOVIEMBRE 2010

RESUMEN DE LA MEMORIA

En la presente memoria se estudian diferentes centrales geotérmicas, estableciendo algunos criterios a considerar para una posible incorporación de esta energía a la matriz energética chilena. La promulgación de Leyes como la de Geotermia (2000) y la ley de fomento de la ERNC (2008), el subsidio en los costos de perforación de pozos exploratorios, unido a factores como la vulnerabilidad de la energía hidroeléctrica a sequías periódicas, los costos ambientales asociados a la energía hidroeléctrica y combustibles fósiles, generan un ambiente propicio para aprovechar el recurso energético geotérmico en Chile.

Como etapa inicial se describen diferentes tecnologías de centrales geotérmicas. A partir de ellas se realizó un análisis termohidráulico para maximizar su potencia neta de dos centrales de tecnologías flash: Simple y Doble Flash, y cuatro centrales con tecnología de ciclo binario: Básico, con Intercambiador de Calor Interno (IHE), regenerativo con IHE y Doble Presión. Para las centrales de ciclo binario se consideraron 4 tipos de fluidos de trabajo: isopentano, isobutano, n-pentano y R114.

Los resultados muestran que las centrales doble flash generan un 17% más de potencia neta que las centrales de simple flash a igualdad de temperatura del fluido geotermal. A su vez para la tecnología de ciclo binario las centrales de doble presión fueron las que proporcionaron una mayor potencia. El isobutano resultó ser el fluido de trabajo que entregaba un mejor rendimiento de las centrales de ciclo binario básico, con IHE y regenerativo con IHE. En el caso de las centrales de doble presión el mejor fluido de trabajo fue el isopentano.

Al comparar las tecnologías flash y de ciclo binario, se obtuvo que la central de ciclo binario de doble presión (con una temperatura de condensación de 25 [°C]) y la central doble flash con una temperatura del fluido geotermal de 289 [°C] registraron la mayor eficiencia de utilización con un 45% y un 40% respectivamente.

A partir de los resultados termohidráulicos se seleccionó una central simple flash de 28 [MW] y una central de ciclo binario con IHE de 5 [MW] para estudiar su factibilidad económica. Se consideraron cuatro escenarios de ingresos de las centrales: 1) Caso Base: venta de energía, venta de potencia, venta de bonos de carbono y el incentivo dado por la ley de ERNC, 2) Caso base sin considerar bonos de carbono, 3) Caso base sin considerar la ley de ERNC, 4) Caso base sin considerar bonos de carbono y la ley de ERNC.

Los resultados del estudio económico muestran que la central simple flash es una buena alternativa de inversión en Chile para los 4 casos. En el caso base se obtuvo un VAN de US\$ 38,6 millones de dólares y una TIR de 45,7%. La central de ciclo binario resultó ser una buena alternativa de inversión sólo en los casos base y caso base sin bonos de carbono, obteniendo en el caso base un VAN de US\$ 2,9 millones de dólares y una TIR de 24,9%.

AGRADECIMIENTOS

Para empezar quisiera agradecer a mi madre Virginia por el ánimo y apoyo durante el desarrollo de la memoria ya que sin ellos hubiera sido más tormentosa su finalización.

También quisiera agradecer la paciencia del profesor guía, ya que me permitió cambiar mi tema de memoria un semestre después de haber realizado el curso Introducción al Trabajo de Título.

Continuando con los agradecimientos, uno especialmente para Eduardo y Fabián que me ayudaron mucho durante el transcurso de la carrera aliviándome hartos de la dificultad de ésta.

Y para finalizar un saludo especial a Carlos, Mauricio, Manuel, Marcelo, Sergio, Pablo, Marcel, Esteban, Francisco, Víctor, Christopher y Felipe además de los ya nombrados Eduardo y Fabián agregando implícitamente a los que me nombraron o me nombrarán en sus memorias.

Índice

Índice de Figuras	v
Índice de Tablas	ix
1. Introducción	1
1.1. Antecedentes Generales	1
1.1.1. Origen y distribución de los Recursos Geotérmicos	1
1.1.2. Estructura de los Sistemas Geotérmicos	2
1.1.3. Tipos de sistemas geotérmicos	2
1.1.4. Geotermia en Chile	4
1.2. Motivación	10
1.3. Objetivos	11
1.3.1. Objetivos Generales	11
1.3.2. Objetivos Específicos	11
1.4. Alcances y Limitaciones	11
2. Etapas de Desarrollo de un proyecto Geotérmico	13
2.1. Exploración Geotérmica	13
2.1.1. Programa de Exploración	14
2.2. Perforación y Confirmación	15
2.3. Ingeniería y Construcción	16
3. Aspectos ambientales de la geotermia	17
3.1. Fuentes de contaminación	17
3.2. Recursos de la tierra	18
3.3. Recursos Hídricos	19
3.3.1. Reinyección del fluido-vapor y gases no condensables	19
3.3.2. Depósito de CaCO ₃ en fracturas	20
3.3.3. Acidez del fluido del yacimiento geotérmico	21

3.4. Recursos del aire	22
4. Sistema y Mercado Eléctrico	24
4.1. Potencia instalada y demanda energética en Chile	25
4.2. Descripción de la ley de Energías Renovables No Convencionales (ERNC)	26
4.3. Protocolo de Kyoto - Mecanismo de Desarrollo Limpio	28
5. Tecnologías en Centrales geotérmicas	29
5.1. Centrales Simple Flash o de Vaporización Súbita	29
5.2. Centrales Doble Flash o de Doble Vaporización Súbita	30
5.3. Centrales de Vapor Seco	32
5.4. Centrales de Ciclo Binario	34
5.4.1. Ciclo Binario Básico	34
5.4.2. Central de Ciclo Binario de Doble Presión	36
5.4.3. Ciclo Binario con Doble Fluido	38
5.4.4. Ciclo Binario Kalina	40
5.5. Selección del Fluido de Trabajo de Centrales de Ciclo Binario	42
5.5.1. Propiedades termodinámicas	42
5.5.2. Consideraciones de seguridad, salud e impacto ambiental	43
5.6. Precipitación de Sílice en Centrales Geotérmicas	44
6. Análisis Exergético y Energético Aplicado a Sistemas de Energía Geotérmica	46
6.1. Exergía	46
6.1.1. Eficiencia exergética y aplicaciones a las centrales geotérmicas	47
6.2. Ecuaciones Principales de un Sistema Geotérmico	48
6.2.1. Turbinas	48
6.2.2. Intercambiadores de calor	52
6.2.3. Equipos de Regeneración	57
6.2.4. Equipos Flash	58
6.2.5. Bombas	59
6.2.6. Central geotérmica	60
7. Comparación, Análisis Energético y Exergético de una Central Geotermal Flash	62
7.1. Método de Optimización	63
7.1.1. Central Geotérmica Simple Flash	63
7.1.2. Central Geotérmica Doble Flash	65

7.2.	Resultados	65
7.2.1.	Resultados Central Simple Flash	66
7.2.2.	Resultados Central Doble Flash	68
8.	Comparación, Análisis Energético y Exergético de una Central Geotermal de Ciclo Binario	71
8.1.	Métodos de Optimización	72
8.1.1.	Central de Ciclo Binario Básico	72
8.1.2.	Central de Ciclo Binario con IHE	73
8.1.3.	Central de Ciclo Binario Regenerativo con IHE	73
8.1.4.	Central de Ciclo de Doble Presión	74
8.1.5.	Cálculo Potencia de ACC	74
8.2.	Resultados de distintas Centrales de Ciclo Binario	77
8.2.1.	Ciclo Binario Básico	77
8.2.2.	Ciclo Binario Con IHE	80
8.2.3.	Ciclo Binario Regenerativo con IHE	82
8.2.4.	Ciclo Binario de Doble Presión	85
9.	Análisis de Resultados y Conclusiones	88
9.1.	Análisis Centrales Flash	88
9.1.1.	Variación de la Potencia Neta	88
9.1.2.	Variación Temperatura Óptima del Separador Ciclónico	89
9.1.3.	Variación de la Eficiencia de Utilización y Eficiencia Térmica	89
9.1.4.	Estudio de Pérdidas	92
9.2.	Análisis Centrales de Ciclo Binario	94
9.2.1.	Variación Potencia	94
9.2.2.	Variación Eficiencia de Utilización y Eficiencia Térmica	95
9.2.3.	Variación Temperatura de Reinyección	98
9.2.4.	Variación Flujo Másico Fluido de Trabajo	98
9.2.5.	Análisis de Pérdidas	100
9.3.	Conclusiones	102
9.3.1.	Centrales Flash	102
9.3.2.	Centrales de Ciclo Binario	104

10. Características y Ubicación de Centrales Seleccionadas	105
10.1. Central Simple Flash Tolhuaca	105
10.2. Central de Ciclo Binario Tolhuaca	112
11. Estudio Económico	118
11.1. Egresos de una Central Geotérmica	118
11.1.1. Costos de Exploración	119
11.1.2. Costos de Confirmación	119
11.1.3. Costos de Perforación	120
11.1.4. Costos de Sistema de Piping	120
11.1.5. Costos de Equipos y construcción	121
11.1.6. Costos de Transmisión	122
11.2. Costos de Operación y Mantenimiento	122
11.2.1. Costos de Operación	123
11.2.2. Costos de Mantenimiento	123
11.3. Ingresos Central Geotérmica	124
11.4. Evaluación Económica	124
11.5. Resultados Evaluación Económica	126
12. Conclusiones Generales	127
13. Bibliografía	131
A. Estudios realizados durante la exploración geotérmica	134
B. Centrales Geotérmicas a Nivel Mundial	137
C. Especificaciones Técnicas Centrales Geotérmicas	141
D. Flujos de Cajas de Centrales Geotérmicas a Evaluar	145

Índice de Figuras

1.1. Distribución de las principales placas corticales	2
1.2. Modelo de sistema geotérmico indicando los principales factores que lo controlan	3
1.3. Zonas Geotérmicas en Chile	5
3.1. Depósito de calcita, CaCO_3 , en el revestimiento de una tubería.	20
3.2. Sistema de inhibición de CaCO_3	21
4.1. Demanda de energía eléctrica y crecimiento 1960-2006	26
5.1. Esquema simplificado de una central simple-flash	29
5.2. Diagrama T-s de una central simple-flash	30
5.3. Esquema simplificado de una central doble-flash	31
5.4. Diagrama T-s de una central doble-flash	31
5.5. Esquema simplificado de una central de vapor seco	33
5.6. Diagrama T-s de una central de vapor seco.	33
5.7. Esquema simplificado de una central de ciclo binario básico	35
5.8. Diagrama P-h de un ciclo binario básico	35
5.9. Esquema simplificado de una Central de ciclo Binario de doble presión	36
5.10. Central de ciclo Binario de Doble Presión: con turbinas separadas de alta y baja presión	37
5.11. Diagrama P-h de una central de ciclo binario de doble presión	37
5.12. Esquema simplificado de un ciclo binario de doble fluido	38
5.13. Diagrama T-s de una central de ciclo binario de doble fluido	38
5.14. Central Binaria de flujo binario: Diagrama de transferencia de calor del fluido geotermal con el fluido de trabajo 1 a presión subcrítica.	39
5.15. Ciclo básico Kalina	41
5.16. Ciclo Kalina típico empleando un recalentador y dos precalentadores de recuperación	42
6.1. Esquema simplificado entre el entorno y un sistema abierto en régimen estacionario	47
6.2. Esquema simple de una turbina	48

6.3.	Diagrama T-s de una Central Flash	50
6.4.	Diagrama T-s Central Doble Flash	51
6.5.	Esquema simple de un precalentador y evaporador	52
6.6.	Diagrama Temperatura -Transferencia de Calor de Precalentador y Evaporador	53
6.7.	Esquema simple de un Condensador	54
6.8.	Esquema Simple de un Intercambiador de Calor Interno	55
6.9.	Esquema simple de un Intercambiador de Calor	56
6.10.	Esquema Simple de un OFOH	57
6.11.	Esquema simple de un Equipo Flash y Diagrama T-s	58
6.12.	Esquema simple de una bomba	60
7.1.	Distintas Curvas de Producción de un pozo geotérmico	63
7.2.	Diagrama Simplificado Central Simple Flash	64
7.3.	Gráfico Potencia v/s Temperatura Separador (Temperatura fluido geotermal 289 [°C] y curva de productividad \dot{m}_4)	64
7.4.	Gráfico Potencia v/s Temperatura Flasher para distintas temperaturas del Separador (Temperatura fluido geotermal 240 [°C] y curva de productividad \dot{m}_1)	65
7.5.	Diagrama Simplificado Central Doble Flash	66
7.6.	Diagrama T-s de una Central Simple Flash para $T_{geo}= 289$ [°C] y una curva de productividad \dot{m}_4	66
7.7.	Diagrama T-s de una Central Doble Flash para $T_{geo}= 240$ [°C] y una curva de productividad \dot{m}_1	68
8.1.	Central de Ciclo Binario Básico	72
8.2.	Ciclo Binario con Intercambiador de calor Interno (IHE)	73
8.3.	Ciclo Binario regenerativo con intercambiador de calor interno	74
8.4.	Central de Ciclo Binario de Doble Presión	75
8.5.	Pantalla de Ingreso de Datos	76
8.6.	Pantalla de Resultado de datos	76
8.7.	Diagrama T-s de una Central de Ciclo Binario Básico. Fluido de Trabajo: R114. $T_{cond} = 40$ [°C]	77
8.8.	Diagrama T-s de una Central de Ciclo Binario con IHE. Fluido de Trabajo: Isobutano. $T_{cond} = 25$ [°C]	80
8.9.	Diagrama T-s de una Central de Ciclo Binario Regenerativo con IHE. Fluido de Trabajo: n-penatano. $T_{cond} = 40$ [°C]	82

8.10. Diagrama T-s de una Central de Ciclo Binario de Doble Presión. Fluido de trabajo: Isopentano. $T_{cond} = 25$ [°C]	85
9.1. Gráfico de Potencia neta de Centrales Flash para los Distintos Escenarios Estudiados . . .	88
9.2. Gráfico de Temperatura de Separador Ciclónico para los Distintos Escenarios Estudiados	89
9.3. Gráfico de Eficiencia de Utilización para los Distintos Escenarios Estudiados	90
9.4. Gráfico de Eficiencia Térmica para los Distintos Escenarios Estudiados	91
9.5. Comparación optimización Máxima Potencia Neta v/s Máxima Eficiencia de Utilización a) Potencia Neta b) Eficiencia Térmica usando \dot{m}_4 como curva de productividad	91
9.6. Gráfico de Pérdidas Exergéticas Porcentuales de las Centrales Flash Estudiadas para $T_{geo} = 240$ y 289 [°C]	92
9.7. Gráfico de Pérdidas Exergéticas Porcentuales de las Centrales Doble Flash Estudiadas para $T_{geo} = 240$ y 289 [°C]	93
9.8. Potencia Neta Centrales de Ciclo Binario para distintos fluidos de trabajo y Temperatura de Condensación	94
9.9. Variación Potencia Neta v/s Temperatura Fluido Geotermal para una Central de Ciclo Binario Básica $T_{cond} = 40$ [°C]	95
9.10. Eficiencia de Utilización Centrales de Ciclo Binario para distintos fluidos de trabajo y Temperatura de Condensación	96
9.11. Variación Eficiencia de Utilización v/s Temperatura Fluido Geotermal para una Central de Ciclo Binario Básica $T_{cond} = 40$ [°C]	97
9.12. Eficiencia Térmica Centrales de Ciclo Binario para distintos fluidos de trabajo y Temperatura de Condensación	97
9.13. Variación Eficiencia Térmica v/s Temperatura Fluido Geotermal para una Central de Ciclo Binario Básica $T_{cond} = 40$ [°C]	98
9.14. Temperatura de Reinyección Centrales de Ciclo Binario para distintos fluidos de trabajo y Temperatura de Condensación	99
9.15. Flujo másico en Centrales de Ciclo Binario para distintas Temperaturas de Condensación	99
9.16. Pérdidas Exergéticas para Centrales de Ciclo Binario y $T_{cond} = 25$ [°C]	101
9.17. Pérdidas Exergéticas para Centrales de Ciclo Binario y $T_{cond} = 40$ [°C]	101
9.18. Pérdidas Exergéticas para Centrales de Ciclo Binario con n-pentano como fluido de trabajo y $T_{cond} = 40$ [°C]	102
9.19. Eficiencia de utilización para distintas centrales geotérmicas	103
10.1. Diagrama Simplificado Central Simple Flash Tolhuaca	106

10.2. Curvas de Productividad Pozos de producción Central Simple Flash Tolhuaca	106
10.3. Diagrama de Pérdidas Exergéticas. Exergía del fluido geotermal: 87682 [kW]	111
10.4. Diagrama Simplificado de la Central de Ciclo Binario Tolhuaca	112
10.5. Diagrama de Pérdidas Exergéticas Central de Ciclo Binario Tolhuaca: Exergía fluido geotermal: 8736 [kW]	117
B.1. Crecimiento de la capacidad instalada de Potencia geotérmica	137
D.1. Flujo de Caja de Central Geotérmica Simple Flash	146
D.2. Flujo de Caja de Central Geotérmica Ciclo Binario	147

Índice de Tablas

1.1. Concesiones de exploración Y explotación vigentes [21]	6
2.1. Duración Etapas de desarrollo de un Proyecto Geotérmico	16
3.1. Probabilidad y gravedad del impacto potencial sobre el ambiente de los proyectos de uso directo.[12]	18
4.1. Capacidad Instalada de Generación Eléctrica por Sistema: 2008	25
5.1. Propiedades termodinámicas de algunos fluidos de trabajo para centrales binarias	42
5.2. Propiedades medioambientales, seguridad y salud de algunos fluidos de trabajo para centrales binarias.	43
5.3. Fluidos de Trabajo en Centrales de Ciclo Binario en Operación Actualmente	44
7.1. Condiciones Iniciales Centrales Flash	62
7.2. Propiedades Termodinámicos de Una Central Simple Flash para $T_{geo}=289$ y curva de productividad \dot{m}_4	67
7.3. Resultados Central Simple Flash para $T_{geo}= 240$ y 289 [°C]	67
7.4. Pérdidas Exergéticade una Central Simple Flash	68
7.5. Estados Termodinámicos de Una Central Doble Flash para $T_{geo}=240$ [°C] y curva de productividad \dot{m}_1	69
7.6. Resultados Central Doble Flash	69
7.7. Pérdidas Exergéticas de una Central Doble Flash para $T_{geo} = 240$ [°C]	70
8.1. Condiciones Iniciales para Centrales de Ciclo Binario	71
8.2. Propiedades Termodinámicas de una Central de Ciclo Binario Básico. Fluido de Trabajo: R114. $T_{cond} = 40$ [°C]	78
8.3. Resultados Central de Ciclo Binario Básica	78
8.4. Pérdidas Exergéticas Central de Ciclo Binario Básico	79

8.5. Propiedades Termodinámicos de una Central de Ciclo Binario con IHE. Fluido de Trabajo: Isopentano. $T_{cond} = 25$ [°C]	80
8.6. Resultados Central de Ciclo Binario con IHE	81
8.7. Pérdidas Exergéticas Central de Ciclo Binario con IHE	82
8.8. Estados Termodinámicos de una Central de Ciclo Binario Regenerativo con IHE. Fluido de Trabajo: n-pentano. $T_{cond} = 40$ [°C]	83
8.9. Resultados Central de Ciclo Binario Regenerativo con IHE	84
8.10. Pérdidas Exergéticas Central de Ciclo Binario Regenerativo con IHE	84
8.11. Estados Termodinámicos de una Central de Ciclo Binario de Doble Presión. Fluido de trabajo: Isopentano. $T_{cond} = 25$ [°C]	86
8.12. Resultados Central de Ciclo Binario de doble presión	87
8.13. Pérdidas Exergéticas Central de Ciclo Binario de Doble Presión	87
10.1. Propiedades Termodinámicas de Central Simple Flash Tolhuaca	107
10.2. Características Principales de la Central Simple Flash Tolhuaca	107
10.3. Especificaciones Técnicas de Separador Ciclónico y Removedor de Humedad	108
10.4. Porcentaje de Flujo másico de vapor en inyector de vapor [13]	108
10.5. Especificaciones técnicas del Sistema de Tratamiento de los Gases no Condensables	108
10.6. Especificaciones Técnicas de la turbina	109
10.7. Características Principal del Condensador	109
10.8. Especificaciones técnicas del Sistema de Enfriamiento	110
10.9. Especificaciones Técnicas de Bomba del condensador y Agua refrigerante	111
10.10 Pérdidas Exergéticas en Equipos de Central Simple Flash Tolhuaca	111
10.11 Características Principales de La Central de Ciclo Binario Tolhuaca	113
10.12 Temperatura de reinyección Centrales de Ciclo Binario [18] [7] [10][13][19]	113
10.13 Propiedades Termodinámicas de la Central de Ciclo Binario Tolhuaca	114
10.14 Especificaciones Técnicas de la Turbina de la Central en Ciclo Binario Tolhuaca	114
10.15 Especificaciones Técnicas del IHE en Central de Ciclo Binario Tolhuaca.	115
10.16 Especificaciones Técnicas del Condensador en Central de Ciclo Binario Tolhuaca.	115
10.17 Especificaciones Técnicas de la Bomba en Central de Ciclo Binario Tolhuaca.	116
10.18 Especificaciones Técnicas del Evaporador y Precalentador en Central de Ciclo Binario Tolhuaca.	116
10.19 Pérdidas Exergéticas Central de Ciclo Binario Tolhuaca	117
11.1. Costos de Exploración en la literatura[24]	119

11.2. Variación de Costos en Equipos gases no condensables y reducción de azufre [24]	122
11.3. Costo de Construcción de líneas de Transmisión [24]	122
11.4. Precios de Largo Plazo Evaluación Económica [26]	125
11.5. Total Costos de Inversión de centrales geotérmicas a evaluar	125
11.6. Datos generales de las centrales geotérmicas a evaluar	125
11.7. Indicadores Económicos del préstamo [24]	126
11.8. Datos económicos de centrales geotérmicas	126
11.9. Resumen Resultados Evaluación Económica	126
B.1. Estado del desarrollo de centrales geotérmica	138
B.2. Centrales geotérmicas: por MW instalados para cada tipo de central.	139
B.3. Centrales geotérmicas: por número de unidades por cada tipo de central	140
C.1. Especificaciones Técnicas Centrales Flash 1	142
C.2. Especificaciones Técnicas Centrales Flash 2	143
C.3. Especificaciones Técnicas Centrales Ciclo Binario	144

Notación

ACC Condensador enfriado por aire (Air-cooled condenser)
BCV Válvula de retención de bola (Ball check valve)
C Condensador
CP Bomba de condensado (Condensate pump)
CS Separador ciclónico (Cyclone separator)
CSV Válvulas de control (Control and stop valves)
CT Torre de enfriamiento (Cooling tower)
CW Agua de enfriamiento (Cooling water)
CWP Bomba de agua de enfriamiento (Cooling water pump)
E Evaporador (Evaporator)
F Flasher
f Líquido saturado (Saturated liquid)
FF Filtro final
G Generador
g Vapor Saturado (Saturated vapor)
HPE Evaporador de alta presión (High-pressure evaporator)
HPFP Bomba alimentadora de alta presión (High-pressure feedpump)
HPPH Precalentador de alta presión (High-pressure preheater)
HPT Turbina de alta presión (High-pressure turbine)
IHE Intercambiador de Calor Interno (Internal Heat Exchanger)
IP Bomba de Inyección (Injection pump)
IW Pozo de Inyección Injection well
LPE Evaporador de baja presión (Low-pressure evaporator)
LPFP Bomba alimentadora de baja presión (Low-pressure feedpump)
LPPH Precalentador de baja presión (Low-pressure preheater)
LPT Turbina de baja presión (Low-pressure turbine)
M Agua de Reposición (Makeup water)
M Punto de máxima entalpía del vapor saturado (Point of maximum enthalpy for saturated steam)
MR Removedor de humedad (Moisture remover)
OFOH Equipo de regeneración orgánico de alimentación abierta (Open Feed Organic Heater) P
Bomba (Pump)
PH Casa de Máquinas (Powerhouse)

PH Precalentador (Preheater)
PR Removedor de partículas (Particulate remover)
PW Pozo de Producción (Production well)
RH Recalentador (Reheater)
RPH Recuperador de calor (Recuperative preheater)
S Separador
S Silenciador
SE/C Condensador/Eyector de vapor (Steam ejector/condenser)
SH Recalentador (Superheater)
SP Sistema de cañerías de vapor (Steam piping)
SR Receptor de vapor (Steam receiver)
SR Removedor de arena (Sand remover)
T/G Turbina/Generador
TV Válvula de mariposa (Throttle valve)
WP Sistema de cañerías de agua (Water Piping)
WV Válvula de boca de pozo (Wellhead valve)

Capítulo 1

Introducción

1.1. Antecedentes Generales

1.1.1. Origen y distribución de los Recursos Geotérmicos

Se conoce como energía geotérmica al calor natural contenido en el interior de la Tierra. Aquella porción del calor de la Tierra que puede o podría ser recuperado y explotado por el hombre, a menudo recibe el nombre de recurso geotérmico. La temperatura de la Tierra no es constante y aumenta con la profundidad, desde la superficie hasta el núcleo, donde alcanza temperaturas cercanas a los 7000 [°C].

El aumento de temperatura con la profundidad, así como los volcanes, fumarolas (sólo vapor), géiseres (agua caliente y vapor) y fuentes termales (sólo agua caliente) constituyen la expresión visible del calor del interior de la Tierra. Estos fenómenos y otros menos visibles para el hombre provocados también por el calor terrestre son de tal magnitud, que la Tierra ha sido comparada por muchos autores con una inmensa *máquina térmica*.

Este calor natural se manifiesta normalmente en el aumento de la temperatura con la profundidad; este es el gradiente geotérmico que en promedio, a nivel, mundial es del orden de 30 [°C/km]. De acuerdo con esto, a 2.000 [m] de profundidad se tendría una temperatura de 60-70 [°C], lo cual es bastante poco significativo como energía utilizable. Sin embargo, en ciertas regiones de la tierra se presentan flujos calóricos o g o mayores que el normal; el calor natural de tales regiones constituye la Energía Geotérmica y está generalmente asociada con actividad sísmica y volcánica.

La tectónica global de placas ofrece una excelente explicación acerca del confinamiento, en zonas o franjas claramente definidas, de los focos sísmicos, las anomalías del flujo calórico y la actividad volcánica. Estas zonas, a su vez coinciden en la mayoría de los casos con los márgenes generativos o destructivos de placas litosféricas (Fig. 1.1). Una de las zonas más importantes a este respecto sigue aproximadamente los márgenes del Océano Pacífico, en la cual se encuentran cerca del 60% de los volcanes del mundo.



Figura 1.1: Distribución de las principales placas corticales

1.1.2. Estructura de los Sistemas Geotérmicos

Los antecedentes aportados por las investigaciones geológicas, geofísicas y geoquímicas de una gran cantidad de sistemas geotérmicos permiten construir un modelo básico de la estructura de estos sistemas (Fig. 1.2). Aun cuando cada sistema difiera en cierta medida de los otros, su ocurrencia está condicionada por los siguientes factores básicos:

- Fuente de Calor: Corresponde generalmente a un cuerpo de magma a unos 600-900°C emplazado a menos de 10 km de profundidad, desde el cual se trasmite el calor a las rocas circundantes.
- Recarga de agua: El agua meteórica o superficial debe tener la posibilidad de infiltrarse en el subsuelo, a través de fracturas o rocas permeables, hasta alcanzar la profundidad necesaria para ser calentada.
- Reservorio: Es el volumen de rocas permeables a una profundidad accesible mediante perforaciones, donde se almacena el agua caliente o el vapor, que son los medios para utilizar el calor.
- Cubierta impermeable: Impiden el escape de los fluidos hacia el exterior del sistema, usualmente corresponde a rocas arcillosas o a la precipitación de sales de las mismas fuentes termales.

1.1.3. Tipos de sistemas geotérmicos

De acuerdo principalmente con la recarga del agua y la estructura geológica del sistema, estos pueden dividirse en:

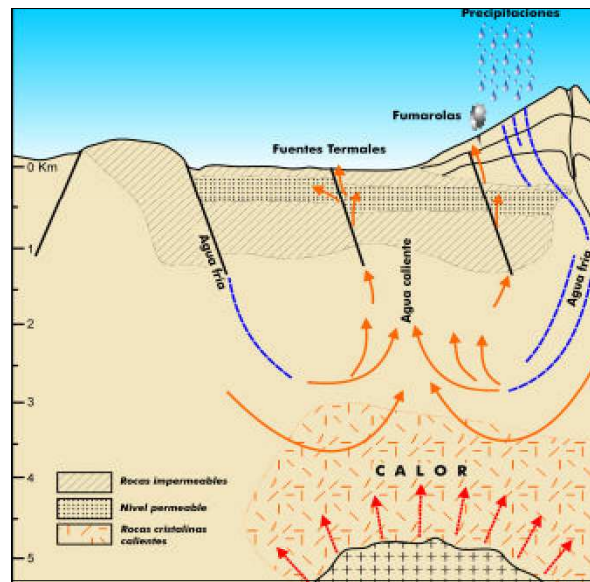


Figura 1.2: Modelo de sistema geotérmico indicando los principales factores que lo controlan

- Sistemas de agua caliente: Cuyos reservorios contienen agua a temperaturas entre 30 y 100°C. Sistemas de este tipo son utilizados en la actualidad para calefacción y agroindustria principalmente.
- Sistemas de agua - vapor: Denominados también de vapor húmedo o líquido, contienen agua bajo presión a temperaturas superiores a 100°C. Este tipo de sistemas geotérmicos es el más común y de mayor explotación en la actualidad, pueden alcanzar temperaturas de hasta 350°C (Cerro Prieto, México).
- Sistemas de vapor seco: O de vapor dominante, producen vapor sobrecalentado, la separación de la fase gaseosa se produce dentro del reservorio; el grado de sobrecalentamiento puede variar entre 0 y 50°C. Estos sistemas son poco comunes; como ejemplos de ellos se tienen Larderello y Monte Amiata (Italia), The Geysers (California) y Matsukawa (Japón).
- Sistemas de rocas secas calientes: Corresponden a zonas de alto flujo calórico, pero impermeables de tal modo que no hay circulación de fluidos que pueden transportar el calor. En Estados Unidos se ha desarrollado un proyecto con el objeto de crear artificialmente el reservorio al cual se le podría introducir agua fría y recuperar agua caliente o vapor (Los Alamos, Nuevo México).

1.1.4. Geotermia en Chile

Chile se ubica en el denominado cinturón de fuego del Pacífico, el cual consiste en un conjunto de fronteras de placas tectónicas, las cuales recorren todo el Océano Pacífico desde las costas de Asia hasta las costas de América, estas fronteras se caracterizan por presentar una gran actividad sísmica. La costa chilena forma parte de este cinturón ya que aquí chocan las placas Nazca y Sudamericana y prueba de ello es la gran cantidad de volcanes existentes en la cordillera chilena. Además de volcanismo en las zonas cordilleranas del norte y centro de Chile se pueden observar numerosas manifestaciones termales que dan indicios de la gran actividad geotérmica que existe.

Sin embargo a pesar de que el potencial eléctrico de la actividad geotermal estimado para la cordillera chilena, es aproximadamente entre 1200 y 3000 [MW], en la actualidad no existen instalaciones geotérmicas en funcionamiento. Hace 40 años se instaló una central piloto en el sector de El Tatio, cerca de la localidad de San Pedro de Atacama en el norte de Chile, pero los resultados de la explotación no fueron los esperados y el proyecto fue abandonado.

Hoy con mejor tecnología, se han realizados investigaciones para determinar el potencial geotérmico de distintas áreas cordilleranas las que se muestran en la figura 1.3 donde los puntos negros son focos de actividad volcánica, y los sectores marcados verde y rojo son los sitios donde se han realizado prospecciones. Las marcas rojas indican un mayor potencial geotérmico.

La legislación chilena estipula que la energía geotérmica es un bien del Estado, sin embargo es posible entregar facultades para explorar y/o explotar yacimientos geotermiales a privados a través de concesiones, siendo éstas otorgadas por el Ministerio de Energía. Existen dos tipos de concesiones: Exploración que tiene una duración de dos años y Explotación con duración indefinida. En la actualidad se encuentran vigentes 24 concesiones exploratorias y 6 concesiones de explotación. El detalle del estado de concesiones se presenta en la tabla 1.1.

Dado el gran potencial geotérmico de Chile, muchas empresas tanto nacionales como extranjeras están interesadas en desarrollar proyectos geotérmicos en el país. Esto se notó claramente en el quinto proceso de licitación geotérmico realizado en junio de 2009 por el Ministerio de Minería, donde Enap junto con 2 de sus sociedades, Energía Andina (Enap y Antofagasta Minerals) y Sociedad Geotérmica del Norte S.A. (Enap y compañía italiana ENEL) además de Colbún, algunas mineras como Doña Inés de Collahuasi (controlada en partes iguales por Xstrata y

AngloAmerican) y las firmas extranjeras Magma Energy (Canadiense) y Hot Rock (Australiana) comprometieron US\$ 850 millones (US\$ 100 millones en concesiones en exploración, US\$ 250 millones en explotación y US\$ 500 millones en solicitudes [22].

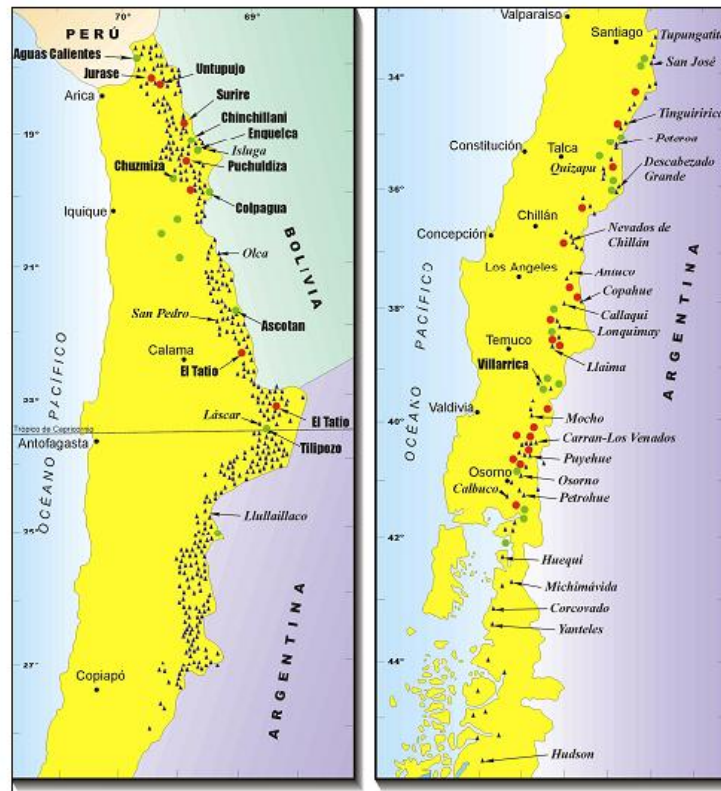


Figura 1.3: Zonas Geotérmicas en Chile

Oportunidades y Obstáculos del Desarrollo Geotérmico en Chile

El desarrollo geotérmico ofrece una serie de oportunidades para el país entre ellas:

- Numerosas áreas para potencial desarrollo geotérmico.
- Demanda de energía eléctrica en aumento en los próximos años.
- Fuente energética renovable y autóctona.
- Venta de Bonos de Carbono.

Pero a su vez hay una serie obstáculos para su desarrollo como:

Tabla 1.1: Concesiones de exploración Y explotación vigentes [21]

N°	Nombre	Región	Superficie [há]	Concesionario
Concesiones de Exploración Vigentes				
1	Tinguiririca B	VI y VII	12.000	Energía Andina S.A.
2	Tinguiririca A	VI	50.400	Energía Andina S.A.
3	Irruputunco Polígono 1	I	1.500	Cía Minera Doña Inés de Collahuasi
4	Olca	I	2.500	Cía Minera Doña Inés de Collahuasi
5	Irruputunco Polígono 3	I	18.400	Cía Minera Doña Inés de Collahuasi
6	Urruputunco	I	200	Cía Minera Doña Inés de Collahuasi
7	Irruputunco Polígono 2	I	150	Cía Minera Doña Inés de Collahuasi
8	Polloquere 1	XV	23.800	Antofagasta Minerals S.A.
9	Polloquere 2	I	47.500	Empresa Nacional de Geotermia S.A.
10	Pampa Lirima 1	I	14.000	Antofagasta Minerals S.A.
11	Pampa Lirima 2	I	16.000	Antofagasta Minerals S.A.
12	Pampa Lirima 3	I	27.000	Antofagasta Minerals S.A.
13	Pampa Lirima 4	I	21.600	Antofagasta Minerals S.A.
14	Puchuldiza Sur 2	I	6.000	GGE CHILE SpA
15	Puchuldiza Sur 1	I	1.000	Energía Andina S.A.
16	Galo	RM y VI	60.800	Hot Rock Chile S.A.
17	Santa Sonia	VII y VIII	62.100	Hot Rock Chile S.A.
18	Santa Antonia	VIII	43.200	Hot Rock Chile S.A.
19	Azufre Norte 1	II	4.200	Sociedad Contractual Minera El Abra
20	Pellado	VII	100.000	Magma energy Chile Ltda.
21	Azufre Oeste	II	9.000	Sociedad Contractual Minera El Abra
22	Huiscapi	VIII y IX	4.500	Geotemia del Pacífico Servicios de Ingeniería Limitada
23	Azufre Sur	II	8.100	Sociedad Contractual Minera El Abra
24	Ollagüe Norte	II	9.600	Sociedad Contractual Minera El Abra
Concesiones de Explotación Vigentes				
1	Rollizos	X	260	Samuel Santa Cruz Hudson
2	El Tatio	II	4.160	Geotérmica del Norte S.A.
3	Apacheta	II	8.100	Geotérmica del Norte S.A.
4	La Torta	II	5.400	Geotérmica del Norte S.A.
5	San Gregorio	VIII y IX	7.800	GGE CHILE SpA
6	Laguna del Maule	VII	4.000	Magma energy Chile Ltda.

- Alto riesgo en la inversión debido a la incertidumbre de la exploración.
- Escaso conocimiento de las características y potencial de los reservorios.
- Gastos en infraestructura (caminos, líneas de transmisión).
- Complejidad y duración del proceso de aprobación ambiental.
- Falta de medidas de fomento a la geotermia.
- Déficit tecnológico y de cultura geotérmica en el país.
- Problemas en el marco regulatorio geotérmico.

Por estos motivos para incentivar la geotermia en Chile, el Gobierno decidió crear un subsidio para la exploración geotérmica con un máximo de US\$8 millones que se podrá utilizar desde diciembre[22] de 2009. Este subsidio consiste en que una vez que los privados ya realizaron las inversiones, pero no tuvieron éxito en encontrar un reservorio geotérmico adecuado para la generación eléctrica, y deciden abandonar la concesión devolviéndosela al Estado además de entregarle la información obtenida, el Gobierno se hará cargo del 70 % del primer pozo, 50 % del segundo y 30 % del tercero.

Exploración Geotérmica en Chile

Tolhuaca

El campo geotermal Tolhuaca se encuentra ubicado en la parte norte de IX Región de la Araucanía a un costado del volcán Tolhuaca. Este campo forma parte de la concesión de exportación San Gregorio perteneciente a GeoGlobal Energy (GGE).

Los estudios realizados en la zona encontraron un reservorio de líquido dominante con dos acuíferos. El primero, entre una profundidad de 120 y 320 [m] tiene una temperatura del reservorio alrededor de los 150 - 160 [°C]. ¿El segundo acuífero se encuentra a una profundidad de 1024 [m, en el cual los estudios esperan una temperatura del reservorio mayor a 289 [°C] [27]. El reservorio presenta un Ph neutro con bajo contenido de gases no condensables, lo que implicaría que una central generadora instalada en el lugar tendría bajas emisiones de CO₂.

Puchuldiza

El campo geotérmico Puchuldiza se encuentra en la Región de Tarapacá en el norte de Chile, a 160 kilómetros al noreste de la ciudad de Iquique. La actividad termal se presenta en forma de manantiales del tipo cloruro neutro, emergiendo a la temperatura de ebullición de 86 [°C]. La geoquímica de agua estima temperaturas del reservorio en el rango de 180 a 210 [°C] [20] .

Apacheta

El sistema geotérmico Apacheta se encuentra en la Región de Antofagasta en el norte de Chile, 120 [km] al este de la ciudad de Calama. Manifestaciones termales en la superficie aparecen en forma de fumarolas de vapor sobrecalentado en la parte superior del Cerro Apacheta. Las prospecciones geoquímicas y geofísicas que se realizaron en esta área son auspiciosas, donde la geoquímica de gases estimó una temperatura del reservorio mayor a 250 [°C] [20] .

El Tatio

El campo geotérmico del Tatio se encuentra cerca de la frontera con Bolivia, 95 [km] al este de ciudad Calama y la mina de cobre de Chuquicamata. Manifestaciones termales se encuentran dentro de una superficie de 35 [km²], la que incluyen géiseres, aguas termales y algunas fumarolas en los niveles más altos. Entre 1969 y 1974, trece pozos fueron perforados. Los primeros seis agujeros fueron pozos exploratorios entre 571 a 735 [m] de profundidad, registrando temperaturas superiores a 252 [°C]. Del pozo siete hasta trece fueron perforados a profundidades entre 873 a 1.820 [m], alcanzando temperaturas de hasta 256 [°C]. [20]. La potencia de la zona se estima en 40 [MW] [33].

Calabozos

El área geotérmica de Calabozos se encuentra a 240 [km] al sureste de Santiago, en la zona centro-sur de Chile, cerca de la frontera con Argentina. El reservorio es de tipo líquido dominante y en las cercanías de la zona hay manifestaciones en forma de baños termales y fumarolas. Prospecciones geofísicas del agua y geoquímica de gases, estimas temperaturas del reservorio entre 235 [°C] y 300 [°C][20].

Nevados de Chillán

El área geotérmica Los Nevados de Chillán se encuentra 76 [km] al sureste de la ciudad de Chillán, en el centro-sur de Chile. Manifestaciones termales en los Nevados de Chillán se agrupan en dos áreas principales, Las Termas y Aguas Calientes. Las Termas se encuentra en la parte suroeste de la cadena volcánica y consiste en aguas de sulfato ácido, saturado y fumarolas sobrecalentadas a una temperaturas de 125 [°C]. La zona de Aguas Calientes está localizada 5 kilómetros al este de Las Termas, concentrando el mayor flujo de salida superficial de un sistema geotérmico en Chile. Las prospecciones de geoquímica de agua estima una temperatura bajo la superficie superior a 200 [°C] para el acuífero del reservorio[20].

Cordón Caulle

La zona de Cordón Caulle se encuentra a 65 [km] al este de la ciudad de Osorno, en el sur de Chile. Esta zona presenta se producen manifestaciones termales a lo largo del graben¹. Fumarolas y manantiales de sulfato-ácido dominan los sectores más alto del sistema (1500-2000 m), mientras que aguas termales de tipo bicarbonatado alcalinos se manifiestan en la parte norte del Cordón Caulle. En esta zona el primer acuífero es calentado a una temperatura entre los 170 y 180 [°C] por un segundo acuífero de vapor dominante. La geoquímica de gases estima temperaturas entre 225 a 300 [°C] para este segundo acuífero a una mayor profundidad [20].

¹graben:Fosa tectónica limitada por una serie de fallas escalonadas.

1.2. Motivación

La demanda energética en Chile en los últimos 20 años ha aumentado en forma sostenida a una tasa promedio anual de 6,7%. Por otro lado, la oferta energética es desarrollada principalmente por fuentes convencionales, como son el uso de los combustibles fósiles y la hidroelectricidad. Esta oferta energética ha visto afectada su diversificación debido a que no ha habido señales económicas atractivas para los inversionistas en el sector de generación eléctrica, lo que, sumándole factores climáticos (sequías) y las restricciones de suministro de gas natural desde Argentina genera vulnerabilidad del suministro eléctrico. Aunque las restricciones desde Argentina ya no deberían afectar tanto el mercado eléctrico chileno debido a la puesta en marcha de la planta de gas natural licuado (GNL) Quintero y Mejillones, aunque el alto precio al cual es vendido el GNL (entre US\$ 12 a US\$ 14 por millón de BTU) podría ser una limitante para que las empresas generadoras lo compren para su uso en la generación eléctrica.

Esta situación hace mirar con especial atención a las energías renovables no convencionales como la proveniente del viento (a través de grandes parques eólicos), la biomasa (producción de gas metano a partir de la descomposición de residuos orgánicos), la solar (aprovechamiento del sol a través de paneles) y la geotérmica (generación de vapor de agua como generador de energía eléctrica). Estas formas de energía si bien no pueden bajo ningún punto de vista llegar a reemplazar al petróleo, el gas o la energía hidroeléctrica, sí pueden solucionar el abastecimiento energético a nivel local o de ciudades que cuenten con los recursos naturales disponibles.

En Chile la energía geotérmica tiene un gran potencial, debido principalmente a que pertenece al Cinturón de Fuego del Pacífico. Esta condición lo hace tener una intensa actividad sísmica y volcánica, y asociada a esta característica está la existencia en nuestro país de numerosas zonas con actividad geotermal. El potencial geotérmico de Chile fue estimado en 16.000 MW (Lahsen, 1996) de los cuales entre 1.235 y 3.350 [MW] son un potencial útil para la generación eléctrica.

Recientemente, como una forma de fomentar el desarrollo de las ERNC se aprobó la ley 20.257 (Marzo 2008) que impone a las empresas generadoras o abastecedoras de distribuidoras o clientes finales inyectar un 5% de la energía que comercializan a partir de fuentes renovables entre 2010 y 2014; e incrementar en 0,5% anual desde 2015, para llegar en 2024 al 10% del total comercializado. Sin embargo, ello no ha sido suficiente para acelerar el desarrollo de proyectos de ERNC.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivos Generales

El objetivo general de la presente Memoria es estudiar la pre-factibilidad técnico económica de una central geotérmica particularmente una central simple flash de 28 [MW] y una central de ciclo binario de 5 [MW] en el Campo Geotérmico Tolhuaca en un horizonte de evaluación de 20 años.

1.3.2. Objetivos Específicos

- Conocer las tecnologías actuales que se emplean para generación eléctrica con fuentes geotermales a nivel mundial.
- Familiarizarse con los ciclos termodinámicos presentes en estas centrales y conocer los equipos principales con los que ellas operan.
- Estudiar y comparar distintas centrales geotérmicas desde el punto de vista de la exergía, analizar sus ciclos y los puntos con mayores pérdidas exergéticas.
- En las centrales de ciclo binario estudiar la variación las eficiencias térmicas y de utilización para distintos fluidos de trabajo.
- Conocer y estudiar los impactos ambientales de una central geotérmica.
- Estudiar la prefactibilidad económica de las central simple flash y ciclo binario.
- Fomentar el uso de la energía geotérmica en Chile.

1.4. Alcances y Limitaciones

- Esta memoria se remite a estudiar la generación eléctrica con una fuente geotermal, presentando las diversas alternativas que se encuentran disponibles a nivel mundial, por lo que no se considerará otros procesos como calefacción o aire acondicionado.
- En la actualidad se encuentran disponibles tecnologías que permiten aprovechar las fuentes geotermales de líquido dominante (Centrales flash y Ciclo Binario) y vapor dominante (Centrales de Vapor Seco). Dadas las características del fluido geotermal (líquido dominante) que se encuentra en los alrededores del Volcán Tolhuaca, con una temperatura del primer acuífero de 150 a 160[°C] (Central ciclo Binario) y una temperatura esperada en el segundo acuífero mayor a 289 [°C] (Central Flash)[27]. No se considerarán para el estudio técnico económico las centrales de vapor seco.

- Las propiedades termodinámicas del fluido geotermal ocupadas durante el estudio serán las de agua en estado de vapor saturado.
- Las potencias elegidas para el estudio se obtuvieron de los promedios de generación por tecnología. Además el estudio económico considerará que cada central funcionará de manera separada e independiente, siendo la primera etapa de un proyecto geotérmico a mayor escala.
- En las centrales de ciclo binario se considerará que el vapor del fluido de trabajo entra a la turbina en estado de líquido saturado.
- Para el estudio de prefactibilidad económica se considerarán los costos estimados que aparecen en la literatura como una primera aproximación de lo que sería la instalación de una central geotérmica en Chile.
- Se usará el programa Engineering Equation Solver (EES) para obtener las propiedades de los distintos fluidos ocupados en el análisis termohidráulico de esta memoria.

Capítulo 2

Etapas de Desarrollo de un proyecto Geotérmico

Un proyecto geotérmico consta de 3 etapas:

1. Exploración Geotérmica.
2. Perforación y Confirmación.
3. Ingeniería y Construcción.

2.1. Exploración Geotérmica

Los objetivos de la exploración geotérmica son [1]

1. Identificar el fenómeno geotermal.
2. Averiguar si existe un campo geotérmico utilizable.
3. Estimar el tamaño del recurso.
4. Determinar el tipo de campo geotérmico.
5. Localizar las zonas productivas.
6. Determinar el contenido calórico de los fluidos que serán erogados por los pozos en el campo geotérmico.
7. Compilar un conjunto de antecedentes básicos con los cuales pueden ser confrontados los futuros controles.
8. Determinar aquellos parámetros ambientalmente sensibles, en forma previa a la explotación.
9. Tomar conocimiento acerca de algunas características que pudiesen ocasionar problemas durante el desarrollo del campo.

La importancia relativa de cada objetivo depende de numerosos factores, la mayoría de los cuales están ligados al recurso mismo. Estos incluyen la utilización prevista, la tecnología disponible, los aspectos económicos, como también la situación, localización y tiempo, todos los cuales influyen en el programa de exploración. Por ejemplo el reconocimiento preliminar de las manifestaciones geotermales tiene mucho mayor importancia en un área remota e inexplorada que en un área bien conocida; la estimación de la magnitud del recurso puede ser menos importante si este va a ser utilizado en pequeña escala, para lo cual se requiere mucho menos calor que el que se descarga naturalmente; si la energía va a ser utilizada para calefacción distrital o para alguna otra aplicación que requiera un bajo grado de calor, entonces no es un objetivo de gran importancia encontrar fluidos de alta temperatura [1]. Numerosas metodologías y tecnologías están disponibles para alcanzar estos objetivos. Muchos de estos métodos son de uso corriente y han sido ampliamente comprobados en otros ámbitos de la investigación. Las técnicas y metodologías que han sido probadas exitosamente en la exploración de minerales y en petróleo y gas, no necesariamente serán la mejor solución en la exploración geotérmica. En cambio, técnicas de poco uso en la exploración de petróleo podrían ser herramientas ideales en la búsqueda de calor natural.

En el anexo A se describe más profundamente los estudios y prospecciones realizados durante la exploración.

2.1.1. Programa de Exploración

Antes de formular un programa de exploración geotérmica debe colectarse la totalidad de los datos geológicos, geofísicos y geoquímicos existentes e integrarse con los datos disponibles de trabajos anteriores sobre agua, minerales y recursos petrolíferos del área en estudio y de áreas adyacentes. Esta información juega, frecuentemente, un importante papel en la definición de los objetivos del programa de exploración geotérmica y podría permitir una reducción significativa de los costos.

Usualmente el programa de exploración se lleva a cabo paso a paso: reconocimiento, prefactibilidad y factibilidad. En cada una de estas etapas se va gradualmente eliminando las áreas menos interesantes y se va concentrando en aquellas más prometedoras. A medida que se desarrolla el programa, los métodos utilizados se tornan también progresivamente más sofisticados y más detallados. La magnitud y presupuesto de todo el programa debería ser proporcional a sus objetivos, a la importancia de los recursos que se espera encontrar ya las proyectadas formas de utilización. El itinerario del programa debería ser flexible y reevaluado de acuerdo con los resultados obtenidos de las distintas prospecciones de cada etapa; igualmente el modelo geológico-geotermal debería ser progresivamente actualizado y mejorado. Estas revisiones periódicas del programa deberían eliminar cualquier operación que no fuese absolutamente necesaria e incorporar otras actividades, de acuerdo con los resultados alcanzados en cada etapa.

Cualquier reducción en el número y tamaño de las áreas en estudio conducirá a una disminución de los costos, como también a un correspondiente aumento en el riesgo de error o fracaso. Contrariamente, disminuyendo los riesgos y errores se incrementa el costo total. El éxito económico de un programa de exploración geotérmica depende del adecuado balance entre ambas posiciones.

Estudio de Reconocimiento

Se lleva a cabo en una región cuya extensión puede variar entre 10.000 y 100.000 km², con el objetivo de evaluar las posibilidades geotérmicas a nivel regional, seleccionar áreas más pequeñas de mayor interés y planificar las etapas siguientes de exploración. En esta etapa se realiza:

- La recopilación y evaluación de toda la información existente, esto es, geología regional, mapas geológicos y topográficos, fotografías aéreas e imágenes de satélite, datos geofísicos, meteorológicos, hidrológicos e información sobre manifestaciones termales.
- El reconocimiento de campo, que incluye la toma de muestras, tanto de rocas como de aguas, para su posterior análisis.

Estudio de Prefactibilidad

El estudio de prefactibilidad abarca un área entre 500 y 2000 [km²]. En esta fase se pretende lograr una evaluación preliminar del recurso y, eventualmente, ubicar los sitios para la perforación de pozos exploratorios profundos. Los estudios geológicos, hidrogeológicos y geoquímicos se orientan a la determinación de la presencia y origen de la anomalía térmica, las características del reservorio y de la formación rocosa superior.

Estudio de Factibilidad

El objetivo del estudio de factibilidad es la delimitación del campo geotérmico, la estimación de las reservas explotables, el estudio de los fluidos geotérmicos y sus usos posibles.

En ésta etapa se realizan los primeros pozos exploratorios, estudios del reservorio, estudios económicos y diseño de Central piloto.

La extensión del área de estudio se halla entre 10 y 100 [km²].

2.2. Perforación y Confirmación

Esta fase consiste principalmente en confirmar potencial energético de un recurso mediante la perforación de pozos adicionales de producción y pruebas de caudal de hasta un 25 % de la capacidad

necesaria para el proyecto. Los datos proporcionados por los pozos en la etapa de confirmación deberán ser aptos para verificar toda las hipótesis y los modelos elaborados a partir de los resultados de las exploraciones de superficie, como asimismo, confirmar si el reservorio es productivo y si contiene suficientes fluidos de características adecuadas para la utilización, para la cual está determinado; por lo tanto, la ubicación de los pozos durante la confirmación es una operación muy delicada.

2.3. Ingeniería y Construcción

Después que se confirma el potencial geotérmico viene la etapa de ingeniería y construcción la que consiste principalmente en la perforación de pozos de explotación, construcción de red de acueductos y vaporductos, construcción de planta de producción y línea de transmisión.

La tabla 2.1 muestra un resumen de los años de duración de las distintas etapas de desarrollo de un proyecto geotérmico.

Tabla 2.1: Duración Etapas de desarrollo de un Proyecto Geotérmico

Etapa de desarrollo	Años
Exploración	1-2
Perforación y confirmación	1-2
Ingeniería y Construcción	2,5 - 3

Capítulo 3

Aspectos ambientales de la geotermia

Durante la década de los años 1960, cuando el medio ambiente estaba menos dañado que en la actualidad y se estaba menos preocupado por las amenazas de la Tierra, la energía geotérmica era aún considerada una *energía limpia*. Actualmente no hay forma de producir o transformar energía a una forma que sea utilizable por el hombre sin ocasionar algún impacto directo o indirecto sobre el ambiente. Incluso la forma más antigua y simple de producir energía térmica, quemando madera, tiene un efecto nocivo y se puede decir que la deforestación, uno de los mayores problemas de los años recientes, empezó cuando nuestros ancestros cortaron árboles para cocinar y calentar sus casas. La explotación de la energía geotérmica también tiene un impacto sobre el ambiente, pero sin duda es una de las formas de energía menos contaminante. Se han construido centrales geotérmicas en campos de cultivos, áreas de recreo boscosas, en desiertos frágiles y en zonas de bosque tropical. Debido a que funcionan con éxito, y el entorno no se ha visto afectado, se puede considerar que el impacto ambiental de este tipo de energía es escaso.

Sin embargo, es necesario analizar los aspectos ambientales relacionados con la producción de electricidad mediante energía geotérmica, para tener un mayor conocimiento de su impacto sobre el ambiente y decidir así la viabilidad de su uso en diferentes entornos.

3.1. Fuentes de contaminación

En la mayoría de los casos el grado con que la explotación geotérmica afecta al ambiente es proporcional a la magnitud de su explotación [12]. El mayor impacto suele ser el visual, ya que las centrales geotérmicas se ubican en campos geotérmicos que suelen coincidir con espacios de gran valor natural y paisajístico (géiseres, termas, volcanes, etc.).

La Tabla 3.1 resume la probabilidad y la gravedad relativa de los efectos de un proyecto geotérmico para usos directos sobre el ambiente. La generación de electricidad en centrales de ciclo binario afectará al ambiente en la misma forma que los usos directos del calor. Los efectos son bastante mayores en el caso de centrales eléctricas convencionales de contrapresión o condensación, especialmente respecto de

Tabla 3.1: Probabilidad y gravedad del impacto potencial sobre el ambiente de los proyectos de uso directo.[12]

Impacto	Probabilidad de ocurrencia	Gravedad de las consecuencias
Contaminación del aire	Baja	Media
Contaminación de agua superficial	Media	Media
Contaminación del subsuelo	Baja	Media
Subsidencia de terreno	Baja	Baja a Media
Altos niveles de ruidos	Alta	Baja a Media
Reventones de pozos	Baja	Baja a Media
Conflictos con aspectos culturales y arqueológicos	Baja a Media	Media a Alta
Problemas Socio-económicos	Baja	Baja
Contaminación química o térmica	Baja	Media a Alta
Emisión de ruidos sólidos	Media	Media a Alta

la calidad del aire, pero pueden mantenerse dentro de límites aceptables.

Cualquier modificación del ambiente debe evaluarse cuidadosamente, de acuerdo con las disposiciones legales, pero también debido al hecho de que una aparentemente insignificativa modificación podría desencadenar una serie de eventos cuyo impacto es difícil de evaluar completamente de antemano. Por ejemplo, un mero incremento de 2-3°C en la temperatura de un volumen de agua debido a la descarga del agua de desecho de una central podría dañar su ecosistema. Las centrales y organismos animales más sensibles a las variaciones de temperaturas podrían desaparecer, dejando a algunas especies de peces sin su principal fuente de alimentación. Asimismo, debido al incremento en la temperatura del agua, otras especies de peces verían impedido el desarrollo normal de sus puestas de huevos. Si estos peces son comestibles y proporcionan los nutrientes básicos necesarios a una comunidad de pescadores, su desaparición podría llegar a ser crítica para la comunidad.

Se va a analizar el impacto de las fuentes de contaminación, dependiendo de si afectan a: recursos hídricos, recursos del aire o recursos de la tierra.

3.2. Recursos de la tierra

El primer efecto perceptible sobre el ambiente es el de la perforación, ya sean pozos someros para medir el gradiente geotérmico en la fase de estudio, o bien pozos exploratorios o de producción. Se tiene que analizar cómo influye a los recursos de la tierra la instalación de la maquinaria de sonda y de todo el equipo accesorio vinculado a la construcción de caminos de acceso y a la plataforma de perforación. Esta última requiere un área que va de los 300-500 m² para una pequeña sonda montada en camión

(profundidad máxima de 300-700 [m]) hasta los 1200-1500 m² para una sonda pequeña o mediana (profundidad máxima de 2000 m). Estas operaciones modificarán la morfología superficial del área y podrían dañar las centrales y la vida silvestre local. Normalmente los impactos sobre el medio ambiente causados por la perforación terminan una vez que estos son completados.

La extracción de grandes cantidades de fluidos de un reservorio geotermal puede ocasionar fenómenos de subsidencia, esto es, un gradual hundimiento del terreno. Si no se controla de forma adecuada, se puede producir la disminución de los niveles de agua subterránea, con las consiguientes pérdidas de presión, hundimientos del terreno, y compactación de formaciones rocosas.

Este fenómeno es irreversible, pero no catastrófico ya que es un proceso lento que se distribuye sobre grandes áreas. En varios años de descenso de la superficie de la tierra podrían alcanzarse niveles detestables, en algunos casos de unas pocas decenas de centímetros e incluso metros, y por lo tanto debería ser controlado de forma sistemática, ya que podría afectar la estabilidad de las construcciones geotermales y algunos hogares del vecindario. En muchos casos la subsidencia puede ser evitada o reducida mediante la reinyección de las aguas geotermales previamente utilizadas. Dicha eliminación y/o reinyección de los fluidos geotermales puede provocar o aumentar la frecuencia sísmica en ciertas áreas. Sin embargo se trata de micro-sismos que sólo pueden detectarse mediante instrumentos.

3.3. Recursos Hídricos

La contaminación de las aguas superficiales puede producirse por el vertido o acumulación de fluidos geotérmicos ó la descarga de aguas de desecho. Debido a las altas concentraciones de constituyentes como: sodio, potasio, calcio, flúor, magnesio, silicatos, yodatos, antimonio, estroncio, bicarbonato, boro, litio, arsénico, sulfuro de hidrógeno, mercurio, rubidio, amoníaco, etc., en este caso se trata de contaminación química, pues todos ellos influyen, en distinto grado, en un ecosistema acuático. El vertido de fluido suele ser debido a reventones durante la extracción de fluido. Por ese motivo, cuando se perforan pozos geotérmicos y para evitar los reventones, deben instalarse unos dispositivos denominados BOT (blow-outs preventers), presuponiendo altas temperaturas y presiones[12].

3.3.1. Reinyección del fluido-vapor y gases no condensables

La reinyección tiene la doble finalidad de evitar la contaminación de suelos y ríos, y restituir al yacimiento una parte del agua extraída para prolongar la vida útil del campo geotérmico.

Los pozos de reinyección están convenientemente ubicados en la periferia de las áreas en las cuales se localizan los pozos productores, a una distancia tal que permite que las aguas que son restituidas al

yacimiento a temperaturas inferiores a las de extracción tengan suficiente tiempo de residencia para que se calienten antes de llegar a los pozos productores, y su temperatura es controlada sistemáticamente. Las aguas residuales son llevadas por gravedad desde los separadores ciclónicos hasta los pozos inyectoros, para ser devueltas al yacimiento. Para evitar cualquier tipo de derrame o contaminación superficial, el transporte de los fluidos geotérmicos se realiza por medio de tuberías de acero en un circuito cerrado, que lleva el fluido bifásico de los pozos productores a las estaciones de separación y a los pozos para reinyectar en lo que se denomina sistema de reinyección en caliente". Cuando por alguna razón las aguas no pueden ser reinyectadas en caliente, se utiliza un sistema conocido como reinyección en frío", que se usa por períodos cortos.

En este segundo caso, se usa un alcantarillado de tubos de cemento que interconecta todas las plataformas de perforación y las estaciones de separación con lagunas impermeabilizadas en las cuales se acumula el agua antes de ser enviada al pozo de reinyección.

3.3.2. Depósito de CaCO_3 en fracturas

Hay campos en los cuales las aguas geotérmicas cuando se mueven desde el yacimiento hacia la superficie dan origen dentro de la tubería que recubre el pozo, en correspondencia del punto de vaporización, a una reacción química que produce y deposita carbonato de calcio (CaCO_3). Si la formación de carbonato no es evitada, en pocas semanas se obstruye el pozo y cesa la producción.

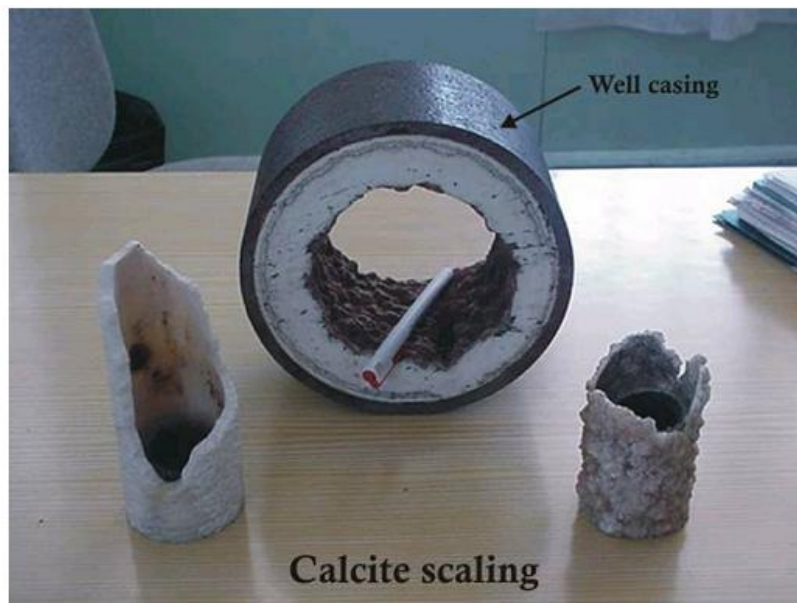


Figura 3.1: Depósito de calcita, CaCO_3 , en el revestimiento de una tubería.

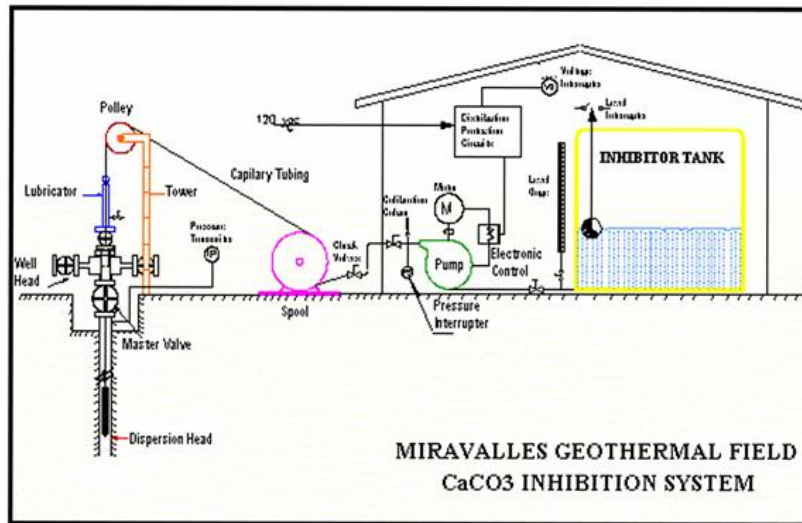


Figura 3.2: Sistema de inhibición de CaCO_3 .

Por esta razón, es necesario instalar un sistema para inhibir la formación de calcita. Este sistema consiste en un tubo de acero inoxidable de menos de 1 [cm] de diámetro, que se hace descender dentro del pozo y a través del cual se bombea unos 100 [m] por debajo del punto de vaporización una solución del inhibidor de formación de calcita, usualmente un poliacrilato estable a altas temperaturas.

Cuando como resultado de la explotación comercial del campo, el nivel freático en el yacimiento desciende, el punto de vaporización se desplaza hacia las fracturas de la formación rocosa circundante y consecuentemente, la reacción química que produce carbonato emigra a la formación y no puede ser inhibida por la imposibilidad de hacer llegar la solución con la sustancia inhibidora.

3.3.3. Acidez del fluido del yacimiento geotérmico

Otro aspecto ambiental a tener en cuenta a la hora de explotar un yacimiento geotérmico, es el pH del fluido extraído. En ocasiones, existen yacimientos dentro de un mismo campo geotérmico con similar composición química, idéntico contenido de gases no condensables y misma temperatura, pero distinta acidez. Para evitar la corrosión de las tuberías a contacto con los fluidos ácidos, las aguas de estos pozos son neutralizadas. Para la neutralización, se usa un sistema similar al usado en el proceso para inhibición de formación de carbonato de calcio. En este caso, se inyecta en cada pozo una solución de hidróxido de sodio (NaOH) para elevar el pH a valores cercanos a 5,5 y anular así la capacidad corrosiva de estas aguas.

Las aguas de desecho de las centrales geotérmicas tienen también una mayor temperatura que la del

ambiente y por lo tanto constituyen una potencial contaminación termal. Las aguas deben ser enfriadas en piletas o estanques especiales de almacenamiento para evitar modificaciones de los ecosistemas acuáticos naturales: ríos, lagos e incluso el mar.

3.4. Recursos del aire

Las centrales geotérmicas de generación de electricidad no queman combustible ni emiten humo. Sin embargo, sí hay ciertas emisiones gaseosas y líquidas que hay que considerar. Durante la operación normal de las centrales geotérmicas, se producen gases no condensables, los cuales son liberados a la atmósfera junto con el vapor. Estos vertidos gaseosos están compuestos principalmente por dióxido de carbono y sulfuros de hidrógeno, con trazas de amoníaco, hidrógeno, nitrógeno, metano, radón y algunas especies volátiles como boro, arsénico y mercurio, las cuales deberán ser tratadas antes de su vertido. De este tipo de gases, los que revierten importancia debido a sus efectos, ya sea sobre el medio o sobre la salud de las personas, son el dióxido de carbono (CO_2) y el sulfuro de hidrógeno (H_2S).

Dióxido de carbono (CO_2): El CO_2 es un gas que se encuentra de forma natural en la atmósfera, es inodoro y de sabor ácido. El dióxido de carbono también está presente en los fluidos utilizados en las centrales geotérmicas. Sin embargo, en estas centrales se descarga mucho menos CO_2 que en las centrales alimentadas por combustibles fósiles: 13-380 [g]. por cada [KWh]. de electricidad producida en centrales geotérmicas, comparado con los 1042 [g/KWh]. de las centrales de gas natural. En altas concentraciones produce confusión mental, dolor de cabeza y finalmente pérdida de conciencia. Inclusive puede ocasionar la muerte debido a alteración del pH de la sangre.

Sulfuro de Hidrógeno (H_2S): El H_2S es un gas venenoso que al igual que el CO_2 se encuentra en el aire proveniente de fuentes naturales tales como volcanes, fumarolas y materia orgánica en descomposición. El H_2S en bajas concentraciones causa efectos negativos en la flora. En los humanos causa lagrimeo, irritación de la mucosa nasal y afecta la visión debido a efectos en las corneas. El umbral de olor para el sulfuro de hidrógeno en el aire es alrededor de 5 partes por billón en volumen y ciertos efectos fisiológicos leves pueden ocasionarse a concentraciones levemente mayores . En muy altas concentraciones puede ocasionar la muerte.

Ruido: El ruido asociado al funcionamiento de centrales geotermales puede ser un problema cuando se trata de centrales geotérmicas. Hay que identificar los sitios de interés desde el punto de vista de impacto del ruido para la salud humana o los más vulnerables de ser afectados por cambios en los niveles de presión sonora dentro de las áreas de influencia ambiental del proyecto geotérmico. En estos sitios, se

monta una campaña intensiva de mediciones de los niveles de ruido, la cual consiste en tomar mediciones en cada uno de esos sitios tres veces al día (en horas de la mañana, medio día y en la noche). Como el oído humano no responde igual a todas las frecuencias de un ruido, el sonido se mide en decibelios A ([dBA]), una unidad de nivel sonoro medido con un filtro previo que quita parte de las bajas y las muy altas frecuencias. De esta manera, antes de la medición se conservan solamente los sonidos más dañinos para el oído, razón por la cual la exposición medida en [dBA] es un buen indicador del riesgo auditivo.

Durante la fase de producción ocurre el mayor grado de ruido del vapor transportado a través de las tuberías y la ocasional descarga de vapor, aunque normalmente estos son aceptables. En las centrales eléctricas la principal contaminación acústica proviene de los ventiladores de las torres de enfriamiento, de los inyectores de vapor y el zumbido de las turbinas.

Capítulo 4

Sistema y Mercado Eléctrico

El mercado eléctrico chileno se encuentra desde 1982 principalmente en manos privadas, convirtiéndose de ésta forma en el primero en el mundo en desregularse, siendo su principal característica la responsabilidad del sector privado en generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica, donde por su parte el Estado posee la tarea de fiscalizar el sistema, asegurar el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas, así como fijar los precios de generación y transmisión eléctrica.

De manera más detallada, el mercado eléctrico chileno posee las siguientes características:

- Existe un coordinador central que despacha la energía, denominado Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), que verifica permanentemente que el suministro sea entregado de forma segura y al mínimo costo. Además, garantiza el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión establecidos mediante concesión, calcula los precios instantáneos de la energía (precio Spot) derivados de la planificación de la operación y determina las transferencias de electricidad entre los generadores.
- La generación se realiza competitivamente vía costos marginales de producción auditados, donde el generador posee tres alternativas para vender su energía eléctrica y potencia:
 1. Distribuidores Regulados: Tienen un precio máximo fijado semestralmente por la Comisión Nacional de Energía sobre la base de un promedio ponderado del costo marginal del sistema socialmente óptimo para los próximos 4 años, conocido como Precio de Nudo de Energía y Precio de Nudo de Potencia.
 2. Contrato Libre: Son consumidores mayores de 2 [MW] con precio fijado entre común acuerdo por las partes, donde dicho valor tiende en el mediano y largo plazo al Precio de Nudo.
 3. Generadores Deficitarios: Venta a Precio Spot a generadores que no producen energía en determinadas ocasiones, calculado por el CDEC como el costo marginal instantáneo del sistema.

- La transmisión energética posee economías de escala, desde el punto de vista de la capacidad de las líneas de transmisión, desarrollando un monopolio natural regulado que garantiza el libre acceso a las instalaciones para todos los generadores, siempre que exista capacidad disponible, mediante una servidumbre sobre las líneas. Aquí la tarificación se hace sobre la base del costo marginal de las pérdidas por transmisión y el cobro de peaje por utilización del sistema.
- La distribución presenta un monopolio natural debido a la subaditividad de costos en los conductores eléctricos, tarificándose sobre la base de un Valor Agregado de Distribución, en la que se compara a la empresa de distribución con una empresa eficiente con tasa de rentabilidad de $10 \pm 4\%$.

Físicamente, el sistema eléctrico chileno está compuesto por cuatro sistemas eléctricos interconectados. El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que cubre el territorio comprendido entre las ciudades de Arica y Antofagasta; el Sistema Interconectado Central (SIC), que se extiende entre las localidades de Taltal y Chiloé; el Sistema de Aysén que atiende el consumo de la Región XI; y el Sistema de Magallanes, que abastece la Región XII.

4.1. Potencia instalada y demanda energética en Chile

La demanda de energía en Chile ha estado creciendo constantemente, llegando a valores alrededor de los 50.000 [GWh] en el año 2006 con un crecimiento histórico de un 5%. En la figura 4.1 se muestra un gráfico de la demanda de energía eléctrica y su crecimiento entre los años 1960 y 2006. Las estimaciones esperadas del crecimiento de la demanda para los próximos 10 años en el SIC es de 6,5% para el SIC [28] y 5,0 para el SING [29].

La capacidad instalada en los cuatro sistemas eléctricos interconectados de Chile se muestra en la tabla 4.1 donde se diferencia entre la energía generada por las centrales convencionales y las generados por ERNC. Con un total de potencia eléctrica generada de 13138 [MWe].

Tabla 4.1: Capacidad Instalada de Generación Eléctrica por Sistema: 2008

Fuente	SIC MW	SING MW	Magallanes MW	Aysén MW	Total MW
Hidráulica > 20 MW	4781	0	0	0	4781
Comb Fósiles	4292	3589	99	28	8008
Total Convencionales	9073	3589	99	28	12789
Hidráulica < 20 MW	129	13	0	21	163
Biomasa	166	0	0	0	166
Eólica	18	0	0	2	20
Total ERNC	313	13	0	23	349
Total Nacional	9386	3602	99	51	13138
ERNC %	3,3%	0,4%	0%	45,1%	2,7%

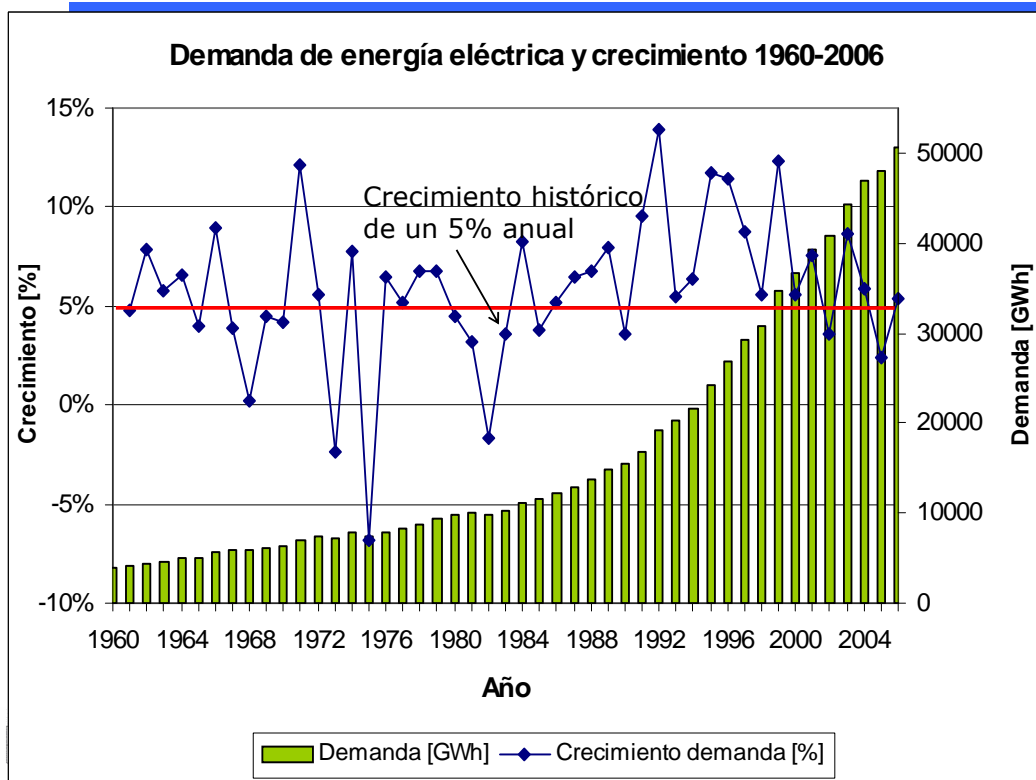


Figura 4.1: Demanda de energía eléctrica y crecimiento 1960-2006

4.2. Descripción de la ley de Energías Renovables No Convencionales (ERNC)

La nueva ley de fomento a las energías renovables no convencionales aprobada en Chile exige que a partir del año 2010 las empresas generadoras con capacidad instalada superior a 200 [MW] deberán acreditar que una cantidad de energía equivalente al 10 % de sus retiros en cada año haya sido inyectada por medios de generación renovable no convencional, pudiendo ser estos medios propios o contratados.

Esta obligación será aplicada de manera gradual siendo de un 5 % para los años 2010 a 2014, y aumentándose anualmente un 0,5 % a partir del año 2015 para alcanzar así el 10 % previsto en el año 2024.

La ley permite que una empresa eléctrica traspase sus excedentes a otra empresa eléctrica, pudiendo realizarse incluso entre empresas de diferentes sistemas eléctricos.

El cargo asociado al no cumplimiento de la obligación dictada por ley será de 0,4 UTM por cada [MW/hora] de déficit respecto de su obligación. En caso de que dentro de los tres años siguientes a un incumplimiento la empresa volviese a no cumplir lo exigido el cargo aumentará a 0,6 UTM por cada

[MW/hora] de déficit. Al valor del tipo de cambio actual (cerca de \$ 500 por dólar) y de la UTM, este cargo de 0,4 UTM implica un valor de aproximadamente 30 US\$ por cada [MW]/h de déficit. Este valor, comparado con los precios de nudo de energía actualmente vigentes, alrededor de 80 US\$ por MWh, lleva a que el valor de este recargo asciende a casi un 40 % por sobre el precio de venta de energía a empresas distribuidoras.

Para cumplir con lo señalado anteriormente, las empresas pueden ocupar cualquiera de los medios de generación renovable no convencional incluidos en la ley y que se encuentran detallados en la primera parte de este trabajo como también con:

- Las inyecciones provenientes de centrales hidroeléctricas cuya potencia máxima (PM) sea igual o inferior a 40 [MW], las que se corregirán por un factor proporcional igual a:

$$FP = 1 - ((PM - 20 [MW])/20 [MW])$$

- Instalaciones de cogeneración eficiente en donde se genera energía eléctrica y calor en un solo proceso de elevado rendimiento energético cuya potencia máxima suministrada al sistema sea inferior a 20 [MW].
- Medios de generación renovables no convencionales, que encontrándose interconectados a los sistemas eléctricos con anterioridad al 1 de enero del 2007 amplíen su capacidad instalada de generación con posterioridad a dicha fecha y conserven su condición de medio de generación renovable no convencional una vez ejecutada la ampliación. Las inyecciones provenientes se corregirán por un factor proporcional igual a $FP = PA / PM$, donde:

PA = potencia adicionada con posterioridad al 1 de enero del 2007.

PM = potencia máxima del medio de generación luego de la ampliación.

Finalmente es importante destacar que las empresas eléctricas deberán acreditar que, a lo menos el cincuenta por ciento del aumento progresivo de 0,5 % anual de la obligación ha sido cumplido con inyecciones de energía de medios propios o contratados, elegidas mediante un proceso competitivo, transparente y que no implique una discriminación arbitraria.

La obligación de esta ley estará vigente a partir del 1 de enero de 2010, se extenderá por 25 años y será aplicable a los contratos de energía firmados a partir del 31 de agosto de 2007.

4.3. Protocolo de Kyoto - Mecanismo de Desarrollo Limpio

El Protocolo de Kyoto establece para los países Anexo I, reducir el total de sus emisiones de GEI a un nivel inferior en no menos de 5 % al de 1990 en el período de compromiso, comprendido entre el año 2008 y el 2012. Para cumplir con el mismo se establecieron además de las reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero en cada país, y del comercio de emisiones, otros mecanismos como la Aplicación Conjunta (AC) y el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL).

Tras la ratificación por parte de Rusia en septiembre de 2004 el Protocolo de Kyoto se convierte en Ley internacional. Este mecanismo ofrece a los gobiernos y a las empresas privadas de los países industrializados la posibilidad de transferir tecnologías limpias a países en desarrollo, mediante inversiones en proyectos de reducción de emisiones o sumideros, recibiendo de esta forma certificados de emisión que servirán como suplemento a sus reducciones internas. Un proyecto en el marco del Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL o CDM en inglés) es un proyecto de reducción de emisiones o secuestro de carbono que se lleva a cabo en un país en desarrollo, como es Chile.

Los proyectos MDL generan CERs o Bonos de Carbono, que pueden ser comercializados en el mercado de carbono. 1 CER equivale a 1 Tn de CO₂ reducida. Los beneficios de los MDL, pueden hacer más atractivo un proyecto desde el punto de vista económico-financiero, a un punto que sólo puede ser viable si cuenta con ellos.

Capítulo 5

Tecnologías en Centrales geotérmicas

5.1. Centrales Simple Flash o de Vaporización Súbita

Las centrales con tecnología simple flash son el pilar de la industria de energía geotérmica. Este tipo de centrales son generalmente instaladas cuando el yacimiento geotérmico está constituido principalmente por líquido dominante. A mayo de 2007 había 159 unidades de este tipo en funcionamiento en 18 países de todo el mundo. Las centrales simple flash representan alrededor del 32% de todas las centrales geotérmicas y constituyen más del 42% de la capacidad total instalada de energía geotérmica en el mundo. La potencia alcanzada por estas centrales varía entre los 3 y 90 [MW] por unidad, con un promedio de 25 [MW] por unidad. Una central simple-flash típica de 30 [MW] necesita entre 5 a 6 pozos de producción y 2 a 3 pozos de inyección.

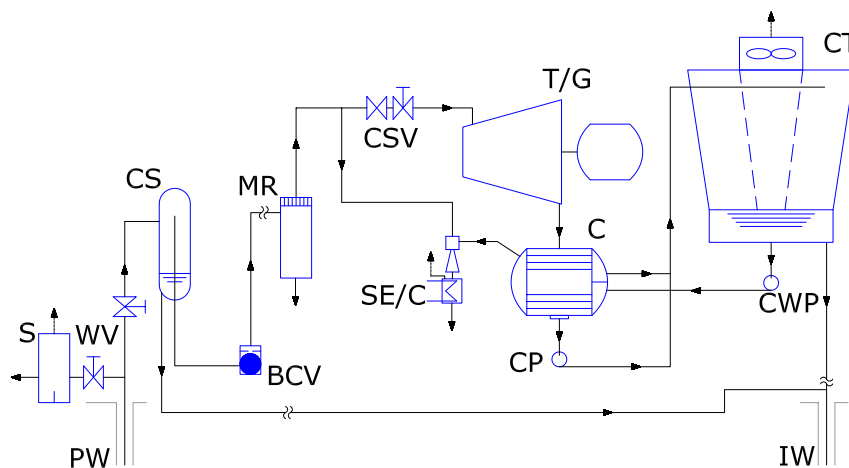


Figura 5.1: Esquema simplificado de una central simple-flash

Los equipos necesarios para una central simple flash (fig. 5.1) son: un separador ciclónico (CS), una turbina (T), un generador (G) y un sistema de condensación (C) con una torre de enfriamiento (CT). En la válvula de cabeza de pozo el fluido proveniente de los pozos de producción es despresurizado hasta

la presión de operación del separador ciclónico. Este efecto de despresurización ayuda a aumentar la fracción másica de vapor del fluido geotermal. Luego desde el separador el vapor es conducido hacia el conjunto turbina-generador donde se obtiene la potencia eléctrica.

El líquido que sale del separador ciclónico, resulta ser salmuera (brine) muy concentrada donde quedan contenida todas las sales minerales y otros sólidos provenientes del reservorio (como la sílice). El vapor expandido de la turbina ingresa a un condensador donde luego es mezclado con la solución salina para posteriormente ser reinyectado a través de los pozos de reinyección.

Un esquema de una central simple flash se muestra en la figura 5.1 y un diagrama T-s de la central simple flash se muestra en la figura 5.2

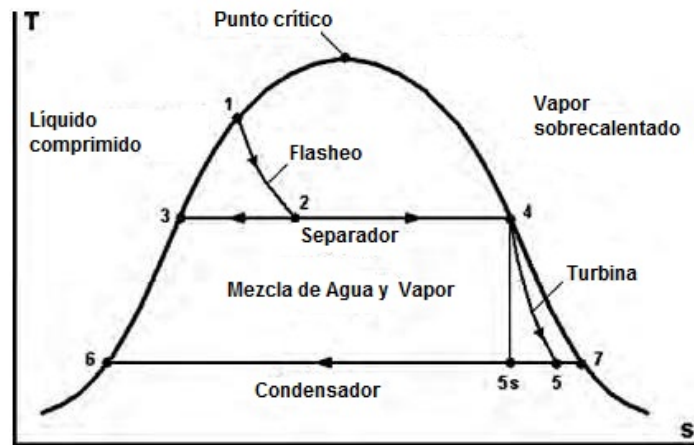


Figura 5.2: Diagrama T-s de una central simple-flash

5.2. Centrales Doble Flash o de Doble Vaporización Súbita

Las centrales doble flash son una mejora de las centrales simple flash, estas pueden producir entre un 15 y 25 % más de potencia de salida para iguales condiciones del fluido geotermal. Estas centrales son más complejas, costosas y requieren de un mayor mantenimiento, pero la potencia extra podría justificar su instalación. En Mayo de 2007 la cantidad de unidades en funcionamiento era de 69 la que representaban el 14 % de todas las centrales geotermales. La potencia eléctrica de este tipo de centrales varía entre los 4.7 y 110 [MWe] por unidad y el promedio está alrededor de los 32 [MWe] por unidad.

La configuración de las centrales doble flash es similar a las simple flash, sin embargo tienen mayor eficiencia ya que incluye 2 conjuntos turbina-generador, uno de alta presión y otro de baja presión.

En este caso el fluido proveniente de los pozos es conducido hacia un separador ciclónico (CS)

inicial donde se extrae el vapor del fluido geotermal de alta presión y es conducido a la turbina (T) correspondiente. El líquido que queda en el separador de alta presión se extrae y se conduce a un segundo separador flash (F), esta vez de baja presión.

Hay varias configuraciones para las centrales doble-flash, una de ellas se muestra en figura 5.3 donde la turbina tiene una doble entrada de vapor, una para alta presión y otra para baja presión, donde el vapor de baja presión es admitido en el momento oportuno a fin de combinar sin problemas con la parte expandida del vapor de alta presión. Un diagrama T-s se muestra en la figura 5.4.

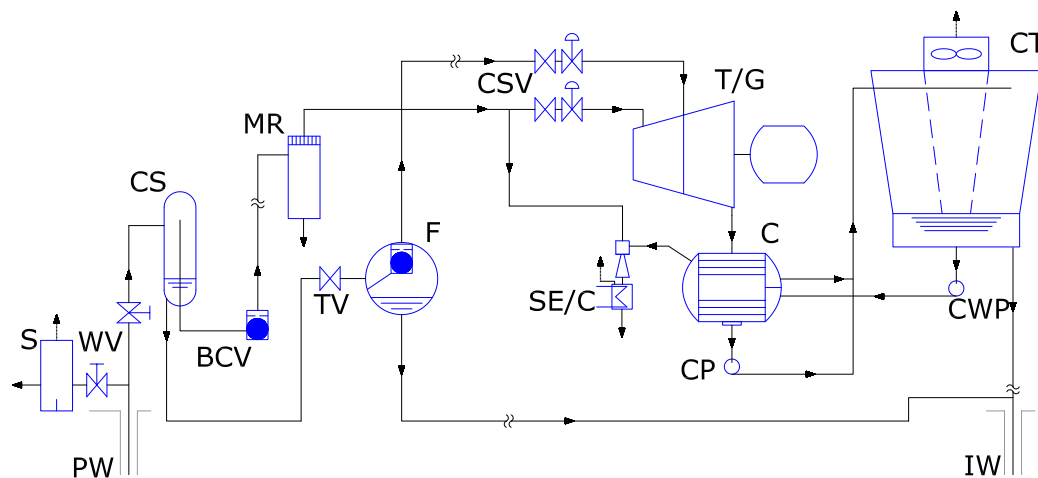


Figura 5.3: Esquema simplificado de una central doble-flash

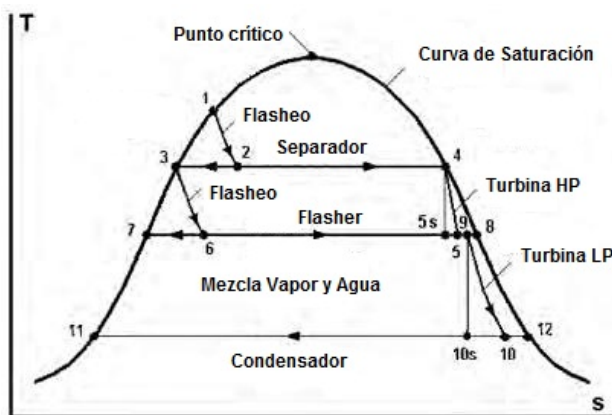


Figura 5.4: Diagrama T-s de una central doble-flash

5.3. Centrales de Vapor Seco

Las centrales de vapor seco fueron el primer tipo de central geotérmica de generación eléctrica que tuvo el status de comerciable. Su historia se remonta a más de 100 años en 1904 cuando el Príncipe Piero Ginori Conti construyó y operó un pequeño motor a vapor utilizando el chorro de vapor natural que provenía de la tierra en Larderello en la región Toscana de Italia. Dado que el fluido geotermal consistía únicamente en vapor seco, era bastante fácil de conectar un dispositivo mecánico para aprovechar la energía disponible. Aunque esta energía eléctrica sólo generaba suficiente energía para iluminar cinco ampolletas en su fábrica, fue el trampolín para las centrales geotérmicas más grandes.

Las centrales de vapor seco tienden a ser más simples y menos costosas que las centrales flash y además no contienen salmuera (agua con alta concentración de sales). En el mundo sólo hay dos grandes centrales de vapor secos: Larderello y The Geysers, en el norte de California, EE.UU. A Mayo de 2007 existían 61 unidades de este tipo en funcionamiento, las que son aproximadamente el 12 % de todas las centrales geotérmicas y su capacidad instalada alcanza los 2.471 [MWe], que representa casi el 26 % de la capacidad total en todo el mundo. En promedio una central de vapor seco genera una potencia de un poco más de 40 [MWe] por unidad.

Esta tecnología se utiliza en recursos geotérmicos del tipo vapor dominante, donde el vapor no está prácticamente mezclado con el agua. Se extrae vapor sobrecalentado, típicamente a temperaturas de 180-185 [°C] y 0.8-0.9 [MPa], que alcanza la superficie a alta velocidad. En la actualidad se han llegado a explotar recursos con temperaturas superiores a los 300 [°C].

La figura 5.5 muestra esquemáticamente el funcionamiento de una central geotermal de vapor seco, la que consiste en la obtención del vapor desde la roca subterránea, a través de un ducto de succión, y su inyección directa en una turbina de vapor. El vapor se expande en la turbina haciendo girar su eje, que está conectado al eje del generador, produciendo de esta forma electricidad. El vapor expandido se retoma a la salida de la turbina, se condensa se traslada a una torre de enfriamiento para luego ser reinyectado. En la figura 5.6 puede apreciarse el diagrama T -s que ilustra la curva desarrollada por el vapor en el ciclo de generación eléctrica.

La eficiencia y la rentabilidad de las centrales de vapor seco están afectadas por la presencia de gases no condensables tales como dióxido de carbono y ácido sulfúrico. La presión de estos gases reduce la eficiencia de las turbinas, que a pesar de utilizar vapor sobrecalentado a altas temperaturas, no suele tomar valores superiores a 30 %. Además, los gases no condensables tienen otro impacto económico por

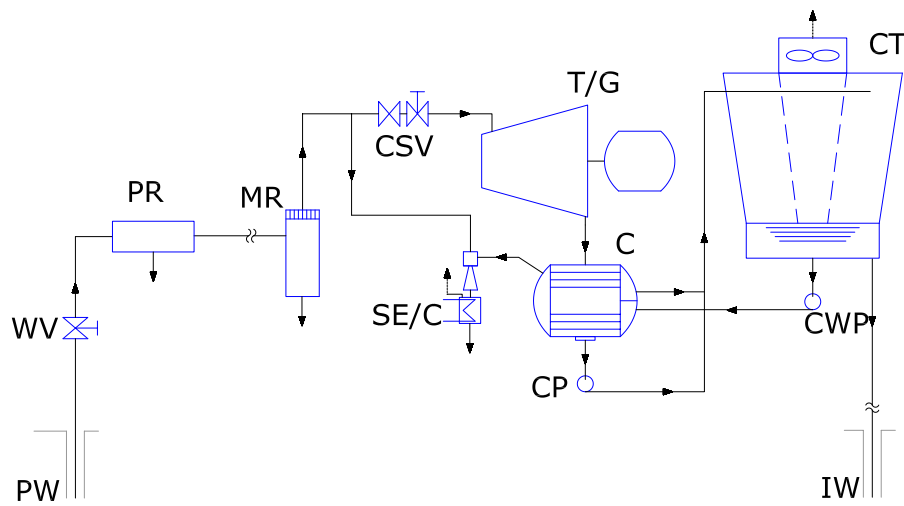


Figura 5.5: Esquema simplificado de una central de vapor seco

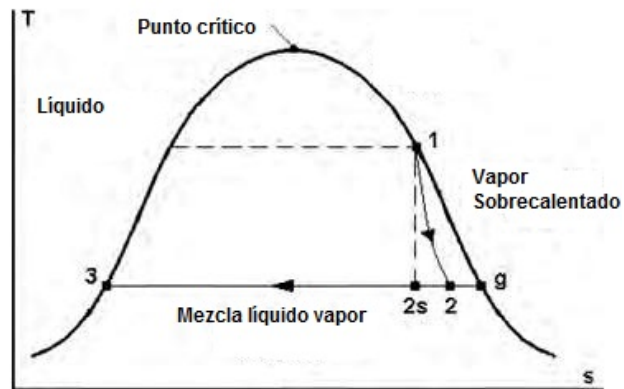


Figura 5.6: Diagrama T-s de una central de vapor seco.

razones medioambientales, pues deben ser eliminados del agua residual o reinyectados en el suelo para evitar contaminar.

5.4. Centrales de Ciclo Binario

Si un fluido geotermal tiene una baja temperatura (180 [°C] o menos) se hace difícil, aunque no imposible, construir una central tipo flash que pueda usar este recursos tanto eficientemente como económicamente. Es por este motivo que se utilizan centrales de ciclo binario las cuales ocupan el fluido geotermal para calentar otro fluido de trabajo que tenga bajo punto de ebullición para expandir en la turbina y generar potencia eléctrica.

Las centrales geotérmicas de ciclo binario para la generación de electricidad son de aplicación cuando se tienen recursos geotérmicos de baja temperatura. Este tipo de centrales tienen un principio termodinámico de funcionamiento similar a las centrales convencionales de combustible fósil o nuclear, en las que el fluido de trabajo circula por un circuito cerrado. Las centrales de ciclo binario trabajan con un fluido secundario con un punto de ebullición menor al del agua y de diferentes propiedades termodinámicas. Dicho fluido de trabajo recibe calor del fluido geotérmico en un intercambiador y es vaporizado y utilizado para mover la turbina. Al salir de la turbina es condensado y reutilizado en un circuito cerrado. La primera central geotermal de ciclo binario fue puesta en operación el año 1967 en la localidad de Paratunka cercana a la ciudad de Petropavlovsk en Rusia con una capacidad instalada de 670 kW.

Hoy en día este tipo de centrales geotérmicas son las que tiene una mayor cantidad de unidades en funcionamiento con 162 unidades en operación en mayo de 2007, con una generación de 373 [MW] de potencia en 17 países. Esto constituye el 32 % de todas las centrales en operación pero solo representa el 4 % de toda la potencia generada por las centrales geotérmicas. Lo que equivale a decir que una central geotérmica de ciclo binario tiene como promedio solo 2.3 [MW] de potencia por unidad en operación. Las centrales de ciclo binario avanzadas pueden alcanzar potencias entre 7-10 [MW] de potencia. Además recientemente varias de estas unidades se han añadido a las centrales flash para recuperar la energía que se encuentra en el fluido geotermal de desecho de la central.

5.4.1. Ciclo Binario Básico

En su forma más simple, una central binaria sigue el esquema que se muestra en la figura 5.7. Los pozos de producción (PW) están equipados con bombas (P) las que extraen el fluido geotermal de estos pozos de producción. Más adelante se encuentran un removedor de arena (SR: Sand Remover) para evitar la erosión de las tuberías y tubos de los intercambiadores de calor. Por lo general hay dos pasos en el proceso de calentamiento-ebullición del fluido de trabajo que se ocupa para expandir en la turbina, el primer paso es realizado en el precalentador (PH), donde el fluido de trabajo es llevado a su punto

de ebullición y en el evaporador (E) donde sale como vapor saturado.

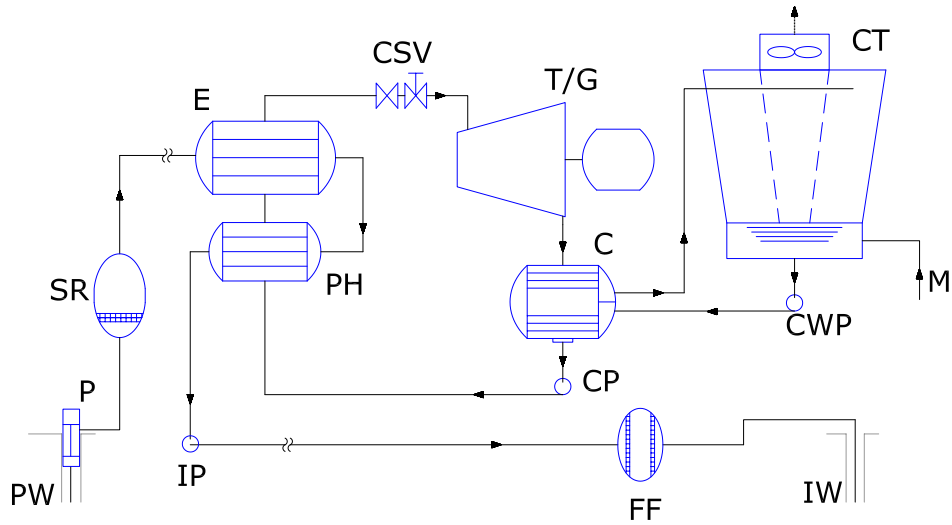


Figura 5.7: Esquema simplificado de una central de ciclo binario básico

Los procesos termodinámicos experimentados por el fluido de trabajo se muestran en un diagrama P-h en la figura 5.8. Este tipo de diagrama es más frecuentemente utilizado para ciclos de refrigeración y aire acondicionado, pero se presta muy bien a los ciclos binarios geotérmicos.

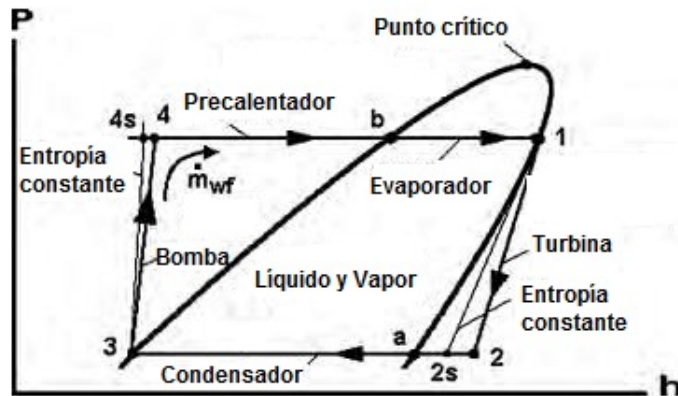


Figura 5.8: Diagrama P-h de un ciclo binario básico

Estos ciclos tienen eficiencias térmicas muy bajas (alrededor del 10%). Para aumentar la eficiencia de este ciclo se diseñaron otras tecnologías que se presentan a continuación.

5.4.2. Central de Ciclo Binario de Doble Presión

Un ciclo binario de doble presión está diseñado para reducir las pérdidas termodinámicas efectuados en los intercambiadores de calor del ciclo básico. Estas pérdidas se deben al proceso de transferencia de calor entre el fluido geotermal caliente y el fluido de trabajo frío (ver fig. 5.9, por ejemplo). Al mantener una mayor correspondencia entre la curva de enfriamiento del fluido geotermal y la curva de calentamiento-ebullición del fluido de trabajo estas pérdidas se pueden reducir.

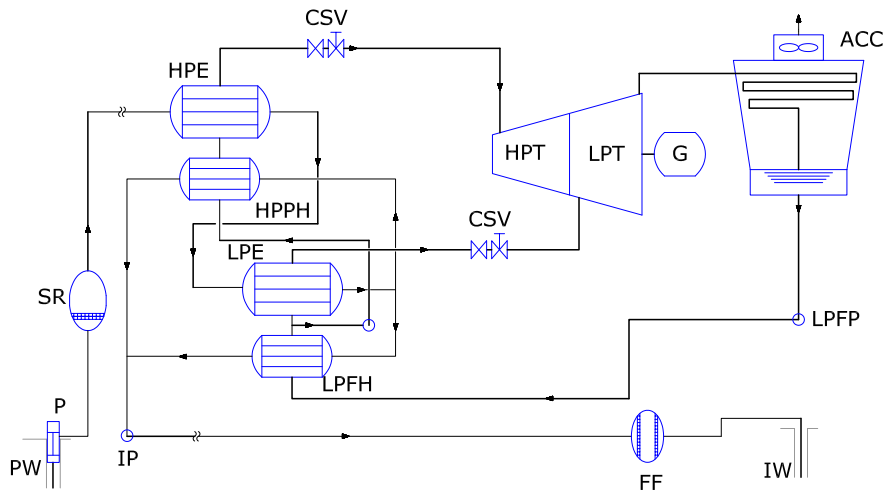


Figura 5.9: Esquema simplificado de una Central de ciclo Binario de doble presión

Una central de ciclo binario de doble presión tiene dos etapas de calentamiento-ebullición que permite que los dos fluidos logren una diferencia temperatura media menor que el proceso de una etapa utilizado en las centrales de ciclo básico. Un esquema de una central de doble presión se muestra en la figura 5.9 y el diagrama de proceso correspondiente se muestra en la figura 5.11.

Una turbina de doble entrada se muestra en la figura 5.9 en que el vapor saturado de baja presión (estado 9) es admitido a la turbina para mezclarlo con el vapor de alta presión parcialmente expandido (estado 2) para formar un vapor ligeramente sobrecalentado (estado 3). Dado el pequeño tamaño de las turbinas de utilizar líquidos orgánicos de trabajo, las consideraciones prácticas pueden dar lugar a una alternativa de diseño utilizando dos turbinas separadas; ver fig. 5.10.

A diferencia de las centrales de vapor seco y flash-vapor, centrales binarias no tienen el vapor de agua condensado que sirva como agua de reposición en una torre de enfriamiento. Así, las centrales de ciclo binario necesitan un medio de refrigeración de otro lugar, ya sea de agua dulce o aire.

Un condensador refrigerado por aire, (AAC: air cooled condenser) es representada aquí como el equipo de condensación.

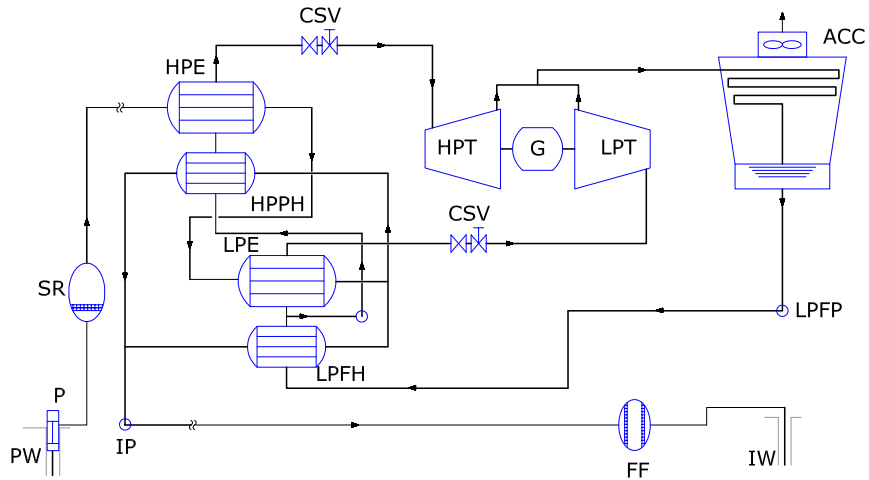


Figura 5.10: Central de ciclo Binario de Doble Presión: con turbinas separadas de alta y baja presión

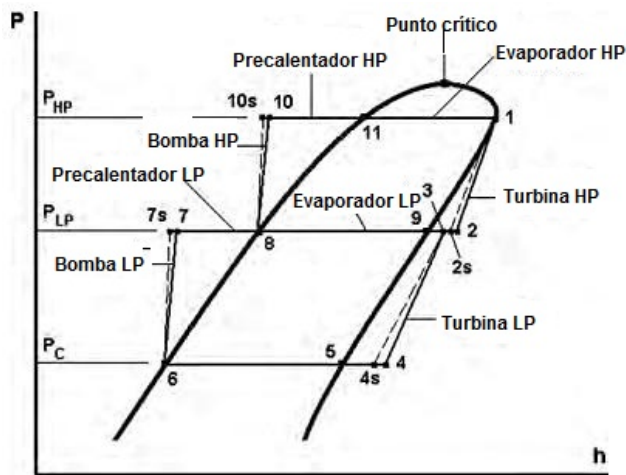


Figura 5.11: Diagrama P-h de una central de ciclo binario de doble presión

5.4.3. Ciclo Binario con Doble Fluido

En la figura 5.12 se muestra un ciclo binario de doble fluido. Este ciclo dispone de un recuperador de calor (E2) que es el encargado de vincular el ciclo superior (que tiene el fluido 1) con el ciclo inferior (que contiene el fluido 2).

Un diagrama temperatura-entropía se muestra en la figura. 5.13. En la figura se ven 2 ejes de entropía, una para cada fluido de trabajo, las curvas de saturación se dibujan en un lugar conveniente para ilustrar la relación entre los dos ciclos. Los fluidos son seleccionados con criterio de acuerdo con sus propiedades termodinámicas, para que se complementen entre sí y crear una sinergia en el ciclo global.

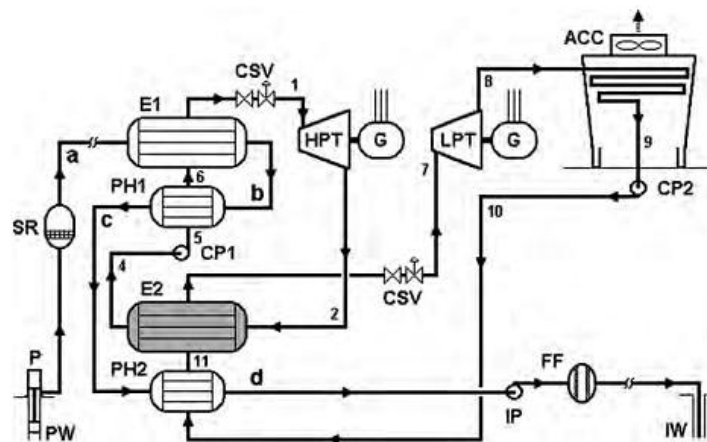


Figura 5.12: Esquema simplificado de un ciclo binario de doble fluido

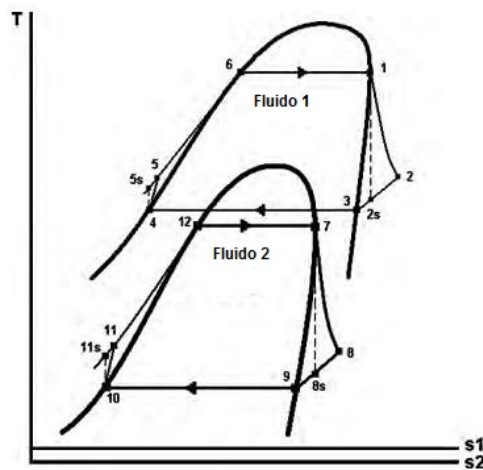


Figura 5.13: Diagrama T-s de una central de ciclo binario de doble fluido

Al igual que los ciclos binarios de doble presión, la motivación es crear una buena correspondencia entre la curva del fluido geotermal y la curva de calentamiento-ebullición del fluido de trabajo. El diagrama temperatura-calor transferido. Fig. 5.14, muestra esta relación. La discontinuidad entre los puntos 5 y 11 del estado surge de la transferencia de calor entre los fluidos internos de trabajo y no involucra al fluido geotermal. En el diagrama se puede ver que el punto de estrangulación o *pinchpoint* (punto donde la diferencia de temperatura entre el fluido geotérmico y el de trabajo es mínima) ocurre entre el estado b en la curva de enfriamiento del fluido geotermal y en el estado 6 del líquido 1, que representa donde se empieza a evaporar este líquido. El casi paralelismo entre las curvas del fluido geotermal y los fluidos de trabajo en los precalentadores significa que las irreversibilidades termodinámicas serán bajas, así como la pérdida de exergía en el proceso de transferencia de calor en esos componentes. Dado que la diferencia de temperatura media en el evaporador el líquido 1 es relativamente grande, habrá una mayor pérdida de exergía allí.

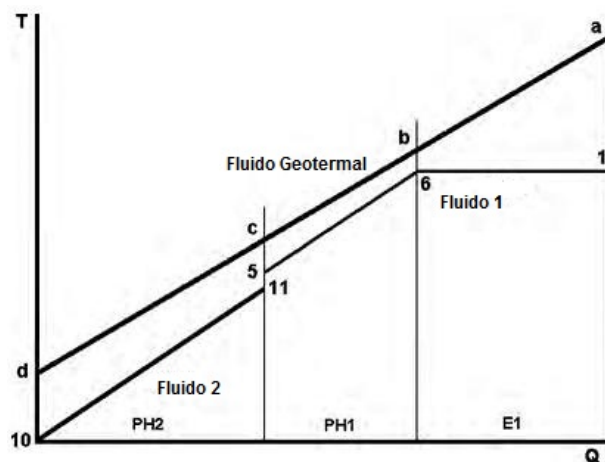


Figura 5.14: Central Binaria de flujo binario: Diagrama de transferencia de calor del fluido geotermal con el fluido de trabajo 1 a presión subcrítica.

Hay que tener en cuenta que los ciclos considerados hasta ahora en este capítulo han sido ciclos subcríticos, es decir, la presión de los fluidos de trabajo en los intercambiadores de calor del fluido geotermal es inferior a la presión crítica. Hay dificultades prácticas con los ciclo supercríticos, las presiones más altas requieren tubos más gruesos y costosos en los intercambiadores de calor. Tubos más gruesos ofrecen una mayor resistencia a la transferencia de calor por lo que requiere más tiempo, lo que conlleva a invertir en intercambiadores de calor más caros.

5.4.4. Ciclo Binario Kalina

El ciclo termodinámico de Kalina fue creado en 1984 por el Dr. Alexander Kalina para sustituir al ciclo de Rankine de la parte baja de un ciclo combinado que operaba con una turbina de gas en la parte superior del ciclo, con esto se pretendía obtener mayor potencia de salida y se demostró que con esta nueva configuración la eficiencia era de 1.6 a 1.9 mayor que con el ciclo Rankine.

La principal diferencia que hace que el ciclo de Kalina presente mejores resultados que el ciclo de Rankine es que la pérdidas exergéticas se ven reducidas al producirse un mejor acople de los perfiles de temperatura de la fuente de calor sensible y del fluido de trabajo (mezcla agua-amoniaco). En ciclo de Kalina al utilizar generalmente una mezcla agua-amoniaco que es zeotrópica, la ebullición no se produce a temperatura y presión constante y comienza a cambiar de fase apenas empieza a recibir energía, lo que implica que el calor sensible de la fuente de calor es mejor aprovechada y los perfiles de temperatura de ambos flujos se acoplan mejor.

El ciclo básico de Kalina se compone de una caldera de recuperación de calor como generador de vapor (HRVG), una turbina que trabaja con vapor de amoniaco, un subsistema de destilación y condensación (DCSS). En el DCSS el flujo de la turbina se enfría en el recuperador, y a continuación se mezcla con una solución pobre en amoniaco con el fin de aumentar la temperatura condensación.

La solución básica resultante se condensa en el condensador y luego es llevada hasta el recuperador de baja presión. El flujo principal pasa por el recuperador y se introduce en el separador. El vapor saliente se mezcla con la solución básica rica para obtener una mezcla adecuada, después se condensa y se le eleva la presión antes de entrar en el generador de vapor. A continuación se describe la operación básica del ciclo de Kalina presentado por el Dr. Alexander Kalina en 1984 (figura 5.15).

Las etapas del ciclo se describen a continuación:

- 1-2: Mezcla condensada bombeada al economizador.
- 2-3-4: Aumento de temperatura en el economizador y calentador de contraflujo.
- 4-5-6: Entra al separador, sale fluido líquido pobre en amoniaco (6) y vapor rico en amoniaco (5).
- 7: Parte del líquido pobre es mezclado con el gas un una concentración adecuada.
- 8-10: Fluido de trabajo es utilizado para precalentar la mezcla 2-3.
- 10-13: Condensación de fluido de trabajo.
- 13-14: Bombeo de fluido de trabajo a la caldera de recuperación (HRSG).

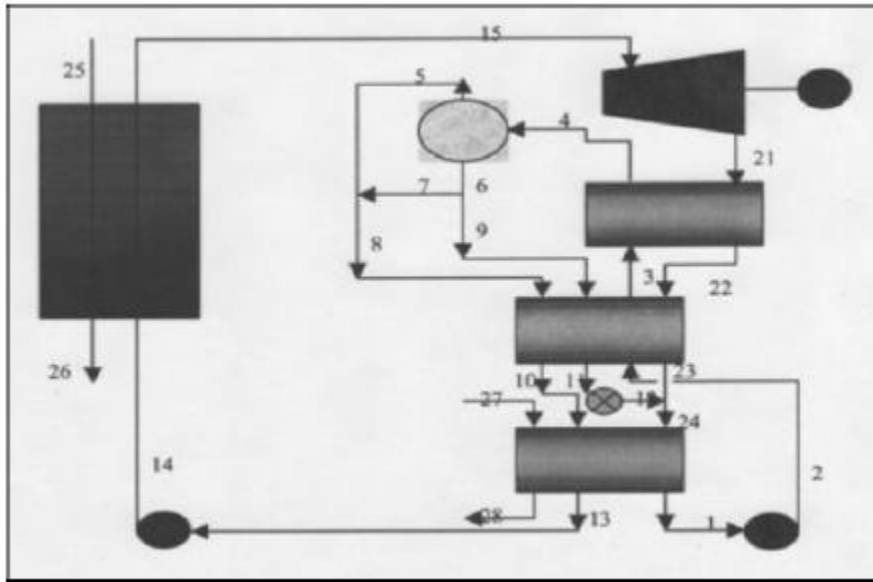


Figura 5.15: Ciclo básico Kalina

- 15-21: Se expande el vapor sobre calentado en la(s) turbina(s).
- 21-22-23: Vapor expandido es utilizado en el calentador (3-4) y en el economizador (2-3).
- 23-24: El fluido es combinado con el líquido pobre en amoníaco (9-11) y se introduce en el condensador.

Ciclo Kalina en Centrales Geotérmicas.

Una central geotérmica de ciclo binario ocupando ciclo Kalina (fig. 5.16) se diferencia de las otras centrales de ciclo binario por:

- El fluido de trabajo es una mezcla binaria de H_2O y NH_3 .
- La evaporación y la condensación se producen a temperatura variable.
- El ciclo incorpora la recuperación de calor de los gases de escape de la turbina.
- Composición de la mezcla puede variar durante el ciclo en algunas versiones.

Como consecuencia, los ciclos Kalina muestran un mejor rendimiento termodinámico en los intercambiadores de calor mediante la reducción de las irreversibilidades asociadas a la transferencia de calor a través de una diferencia de temperatura finita. Los calentadores están dispuestos de modo que mantener una mejor correspondencia entre la salmuera y la mezcla del fluido de trabajo en el extremo frío del proceso de transferencia de calor, donde las mejoras en la preservación de exergía son más valiosas.

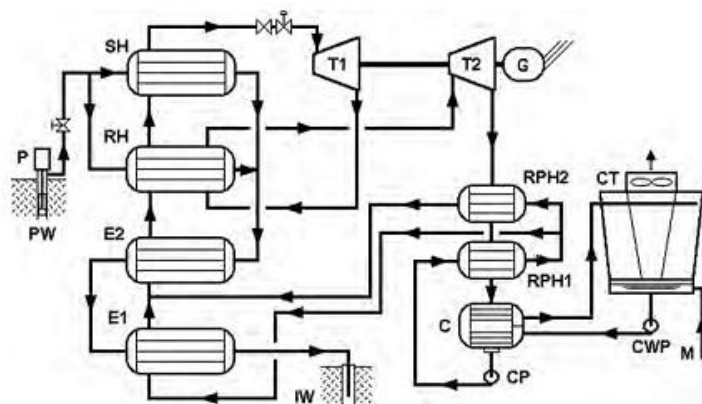


Figura 5.16: Ciclo Kalina típico empleando un recalentador y dos precalentadores de recuperación

5.5. Selección del Fluido de Trabajo de Centrales de Ciclo Binario

La selección del fluido de trabajo es una decisión muy importante en la fase de diseño, ya que tiene mucha influencia en el posterior funcionamiento de la central binaria. Se deben tener en cuenta las propiedades termodinámicas de los fluidos, así como otras consideraciones de seguridad, salud e impacto ambiental.

5.5.1. Propiedades termodinámicas

La tabla 5.1 muestra algunos candidatos típicos usados como fluidos de trabajo y sus propiedades termodinámicas relevantes. Se incluye el agua pura para compararlos.

Claramente, todos los fluidos candidatos tienen temperaturas críticas y presiones mucho menores que las del agua.

Tabla 5.1: Propiedades termodinámicas de algunos fluidos de trabajo para centrales binarias

Fluido	Fórmula	T_C [°C]	P_C [MPa]	P_S (300 K)[MPa]	P_S (400 K)[MPa]
Propano	C_3H_8	96,95	4,236	0,994	-
i-Butano	$i - C_4H_{10}$	135,92	3,685	0,373	3,204
n-Butano	C_4H_{10}	150,8	3,718	0,256	2,488
i-Pentano	$i - C_5H_{12}$	187,8	3,409	0,098	1,238
n-Pentano	C_5H_{12}	193,9	3,240	0,074	1,036
Amoníaco	NH_3	133,65	11,627	1,061	10,300
Agua	H_2O	374,14	22,089	0,004	0,246

Otra característica importante de los fluidos de trabajo candidatos es la forma de la curva de vapor saturado, en coordenadas T-s. Dicha curva para el agua tiene una pendiente negativa en todo momento.

Sin embargo, algunos hidrocarburos y refrigerantes presentan una pendiente positiva en algunos tramos de la curva de vapor saturado (ver fig. 5.13). Este pendiente positiva en la curva hace que no sea necesario sobrecalentar el fluido de trabajo para tener vapor sobrecalentado después de la expansión en la turbina.

5.5.2. Consideraciones de seguridad, salud e impacto ambiental

También hay que considerar las propiedades medioambientales, de salud y seguridad de los potenciales fluidos de trabajo, a la hora de escoger el más apropiado para una central de ciclo binario. Estas propiedades incluyen inflamabilidad, toxicidad, potencial de destrucción de ozono (ODP) y potencial de calentamiento global (GWP).

La tabla 5.2 resume estas propiedades para algunos fluidos de trabajo. En la comparación también se incluyen dos clorofluorocarbonos, el R-12 y el R-114, que eran usados hace algunos años. Sin embargo, debido a sus elevados ODP y GWP, ambos han sido prohibidos. Todos los hidrocarburos candidatos a ser utilizados como fluidos de trabajo son obviamente inflamables, y necesitan la instalación de equipos adecuados de protección contra incendios.

El ODP están normalizados en 1.0 para los refrigerantes R-11 y R-12 que son los peores en este aspecto y el GWP está normalizado en 1.0 para el dióxido de carbono.

Tabla 5.2: Propiedades medioambientales, seguridad y salud de algunos fluidos de trabajo para centrales binarias.

Fluido	Fórmula	Toxicidad	Inflamabilidad	ODP	GWP
R-12	CCl ₂ F ₂	No tóxico	No inflamable	1.0	4500
R-114	C ₂ Cl ₂ F ₄	No tóxico	No inflamable	0.7	5850
Propano	C ₃ H ₈	Baja	Muy alta	0,000	3
i-Butano	i-C ₄ H ₁₀	Baja	Muy alta	0,000	3
n-Butano	C ₄ H ₁₀	Baja	Muy alta	0,000	3
i-Pentano	i-C ₅ H ₁₂	Baja	Muy alta	0,000	3
n-Pentano	C ₅ H ₁₂	Baja	Muy alta	0	3
Amoníaco	NH ₃	Tóxico	Baja	0	3
Agua	H ₂ O	No tóxico	No inflamable	0	-

En la tabla 5.3 se muestran los fluidos de trabajo de algunas centrales de ciclo binario en funcionamiento.

Tabla 5.3: Fluidos de Trabajo en Centrales de Ciclo Binario en Operación Actualmente

Central Geotérmica	Ubicación	Tipo	Fluido de Trabajo	Potencia [MWe]
Steamboat	EEUU	Básico*	Isobutano	10,8
Raft River	EEUU	-	Isopentano	10,0
Magmamax	EEUU	Doble Fluido	Isobutano, propano	9,0
Miravalles Unit 5	Costa Rica	Básica con reg.	n.pentano	7,8
Mammuth-Pacific, Unit 1	EEUU	Básico	Isobutano	3,5
Braddy Bottoming	EEUU	Básico	n-pentano	3,3
Kutahya-Simav	Turquía	Básico*	R124	2,9
Heber	EEUU	Doble Presión	Isopentano	2,7
Hatchobaru	Japón	Básico	n-pentano	2
Stillwater	EEUU	Doble Presión	Isopentano	1,8
Wabuska	EEUU	Básico	Isopentano	1,8
Húsavík	Islandia	Kalina	82 % Amoniaco y 18 % Agua	1,7
Nigorikawa	Japón	Básico	R-114	1,0
Otake	Japón	Básico	Isopentano	1,0
Amedee	Wendel, CA	Básico	R-114	0,8

* Ciclo binario sobrecalentado

5.6. Precipitación de Sílice en Centrales Geotérmicas

Uno de los minerales que se encuentran siempre en los fluidos geotermales es la sílice, SiO_2 . La sílice puede existir en varias formas estructurales, de amorfo a muy cristalino, por ejemplo, el cuarzo. Cada forma tiene sus propias características de solubilidad y todas ellas muestran un aumento de solubilidad con el aumento de la temperatura, en el rango de temperaturas que normalmente se encuentran las fuentes geotermales. Esto significa que cuando la temperatura del fluido geotermal disminuye a medida que se somete a los procesos en la central, la sílice que estaba disuelta en el fluido geotermal caliente empieza a precipitar.

Un hecho interesante es que la solubilidad de la sílice en los fluidos caliente está predominada por el cuarzo, en cambio a bajas temperaturas predomina la sílice amorfa. Teniendo esta última una solubilidad mucho más alta que el cuarzo a la misma temperatura, lo que permite que la precipitación se produzca a temperaturas menores que en el caso contrario.

La solubilidad de la sílice es una función no sólo de la temperatura del fluido, sino también de su salinidad y el pH. Cualitativamente, para una temperatura y pH dado, una alta salinidad disminuye la solubilidad del cuarzo y sílice amorfa en soluciones acuosas. Para una determinada temperatura y la

salinidad, la solubilidad de la sílice amorfa es esencialmente independiente de un pH bajo (ácido), pero para valores mayores al pH neutro la solubilidad se elevan dramáticamente.

El potencial de precipitación de sílice en las cañerías de las centrales geotérmicas es un parámetro importante a tomar en consideración en el diseño de un central, debido a que un mal diseño podría implicar un bloqueo de las cañerías de reinyección.

Los procesos flash en las centrales simple y doble flash aumentan la concentración de sílice en el líquido remanente del fluido geotermal a la salida del separador ciclónico debido a que un porcentaje del vapor pasa a la turbina. Las centrales doble flash son las que tienen un mayor potencial de precipitación de sílice debido a que presenta dos procesos flash y una menor temperatura a la salida del segundo proceso flash, aumenta así la posibilidad de precipitación de sílice.

En el caso de las centrales de ciclo binario, debido a que estas no realizan procesos flash al fluido geotermal, el potencial de precipitación de la sílice es menor. Lo que implica que las centrales de ciclo binario pueden enfriar el fluido geotermal a una menor temperatura comparada con las centrales flash.

Capítulo 6

Análisis Exergético y Energético Aplicado a Sistemas de Energía Geotérmica

Este capítulo se mostrará las ecuaciones principales que definen los equipos y propiedades del ciclo termodinámico de las centrales geotérmicas. Además ofrece una introducción a los principios fundamentales acerca del análisis exergéticos basados en la segunda ley de la termodinámica en sistemas abiertos que operan en régimen estacionario. Estas aplicaciones están presentes en todos los tipos de centrales térmicas incluidas las centrales geotérmicas una vez que lleguen a sus condiciones de operación de diseño. Estos principios también se pueden utilizar para evaluar las centrales de refrigeración, sistemas de aire acondicionado, y muchos otros procesos comunes de ingeniería.

6.1. Exergía

La exergía es una magnitud termodinámica que indica el máximo trabajo teórico que se puede alcanzar por la interacción espontánea entre un sistema y su entorno. Informa de la utilidad potencial del sistema como fuente de trabajo. Definida de otra forma la exergía es la porción de la energía que puede ser transformada en trabajo mecánico, la parte restante, sin utilidad práctica, recibe el nombre de anergía o entropía.

La exergía determina de forma cuantitativa el valor termodinámico de cualquier recurso, y permite analizar rigurosamente el desperdicio de los recursos en las actividades de la sociedad, estableciendo pautas para su ahorro y uso eficiente.

En la figura 6.1 se muestra el esquema más simple que puede someterse un sistema abierto en régimen estacionario, el cual solo tiene un canal de entrada y otro de salida.

De la primera ley de la termodinámica despreciando los efectos de la energía cinética y potencial tenemos que:

$$\dot{Q}_0 - \dot{W} = \dot{m}(h_2 - h_1) \quad (6.1)$$

Y de la segunda ley de la termodinámica:

$$-\dot{m}(s_1 - s_2) - \frac{\dot{Q}_0}{T_0} = 0 \quad (6.2)$$

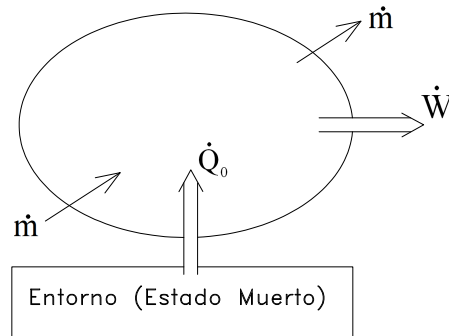


Figura 6.1: Esquema simplificado entre el entorno y un sistema abierto en régimen estacionario

Despejado Q_0 de la ecuación (6.1) y reemplazando en la ecuación (6.2) se llega a:

$$\dot{W} = \dot{m} \left[h_1 - h_2 - \dot{T}_0 (s_1 - s_2) \right] \quad (6.3)$$

Y dado que la condición para que se produzca trabajo máximo es que el sistema debe estar en equilibrio con el entorno. Lo que significa que el fluido no tiene más potencial para producir trabajo. Se llega a:

$$\dot{W}_{max} = \dot{m} \left[h_1 - h_0 - \dot{T}_0 (s_1 - s_0) \right] \quad (6.4)$$

Este trabajo máximo recibe el nombre de exergía, \dot{E} , la expresión entre paréntesis recibe el nombre de exergía específica, e :

$$e \equiv h_1 - h_0 - T_0 (s_1 - s_0) \quad (6.5)$$

6.1.1. Eficiencia exergética y aplicaciones a las centrales geotérmicas

La definición de la eficiencia sobre la base de exergía, a veces llamada eficiencia de utilización o eficiencia de la Segunda Ley tiene 2 enfoques diferentes para describirlos: *fuerza bruta* y *funcional*.

La eficiencia exergética *fuerza bruta* para cualquier sistema en particular se define como la razón entre la suma de todas las salidas de exergía y la suma de todas las entradas de exergía.

La eficiencia exergética funcional para cualquier sistema en particular se define como la razón entre la exergía asociada a la producción de energía deseada con la exergía asociada al gasto de energía para lograr el resultado deseado.

La definición de la fuerza bruta puede ser aplicada de una manera directa, independientemente de la naturaleza del sistema, una vez que todos los flujos de exergía se han determinado. En cambio la

definición funcional, requiere un juicio y la comprensión de la finalidad del sistema antes de formular la ecuación de la eficiencia.

6.2. Ecuaciones Principales de un Sistema Geotérmico

A continuación se mostraran las ecuaciones de los distintos equipos presentes en los equipos de las distintas centrales geotérmicas, así como también del ciclo completo de la central. A partir de estas ecuaciones se procederá a realizar el estudio termodinámico en los capítulos 7 y 8.

6.2.1. Turbinas

El análisis energético de las turbinas de las centrales geotérmicas es igual al de las turbinas a vapor (fig. 6.2), donde se ocupa la hipótesis habitual en que la energía cinética y potencial son despreciables, además de estar en régimen permanente y adiabático. El trabajo específico de la turbina para cualquier central geotérmica viene dada por la ecuación 6.6.

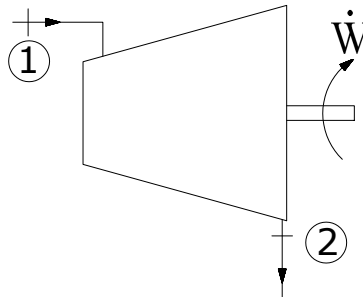


Figura 6.2: Esquema simple de una turbina

$$w_t = (h_1 - h_2) \quad (6.6)$$

Central Ciclo Binario

Lo potencia generada en una central de ciclo binario viene dada por la ecuación 6.7.

$$\dot{W}_t = \dot{m}_{FT} w_t = \dot{m}_{FT} \cdot (h_1 - h_2) = \dot{m}_{FT} \cdot \eta_t (h_1 - h_{2s}) \quad (6.7)$$

donde \dot{m}_{FT} es el flujo másico del fluido de trabajo que recorre la central y η_t es la eficiencia

isoentrópica de la turbina (ec. 6.8).

$$\eta_t = \frac{(h_1 - h_2)}{(h_1 - h_{2s})} \quad (6.8)$$

De la ecuación 6.8 se puede despejar h_2 debido que η_t es un valor conocido y h_{2s} es fácilmente calculable con la presión de salida conocida y la entropía del punto 1.

Central Simple Flash

Para el caso de una central simple flash la potencia de la turbina viene dada por la ecuación 6.9, donde \dot{m}_{geo} es el flujo másico del fluido geotermal, x_1 es la calidad del vapor después del proceso de separación súbita o flasheo y η_t es la eficiencia isoentrópica de la turbina, que viene dado la ecuación 6.8.

$$\dot{W}_t = x_1 \dot{m}_{geo} (h_1 - h_2) = \dot{m}_{geo} \cdot \eta_t (h_1 - h_{2s}) \quad (6.9)$$

Pero la eficiencia isoentrópica de la turbina es afectada por la cantidad de humedad presente durante el proceso de expansión, donde una gran cantidad de humedad disminuye la eficiencia. El efecto de la humedad en la turbina se puede cuantificar usando la regla de Baumann [13] que dice que un 1 % de humedad en el vapor causa aproximadamente una caída de un 1 % en la eficiencia de la turbina. Cuando se ocupa la regla de Baumann la eficiencia isoentrópica de una turbina operando con vapor húmedo es:

$$\eta_{tw} = \frac{\eta_{td} \cdot [x_1 - x_2]}{2} \quad (6.10)$$

donde la eficiencia de la turbina seca η_{td} se considera constante e igual a 85 %.

En los casos cuando se ocupa la regla de Baumann la entalpía a la salida de la turbina viene dada por:

$$h_2 = \frac{h_1 - A \left[1 - \frac{h_4}{h_3 - h_4} \right]}{1 + \frac{A}{h_3 - h_4}} \quad (6.11)$$

Donde los puntos termodinámicos se muestran en la figura 6.3 y el coeficiente A equivalente a:

$$A = 0,425 (h_1 - h_{2s}) \quad (6.12)$$

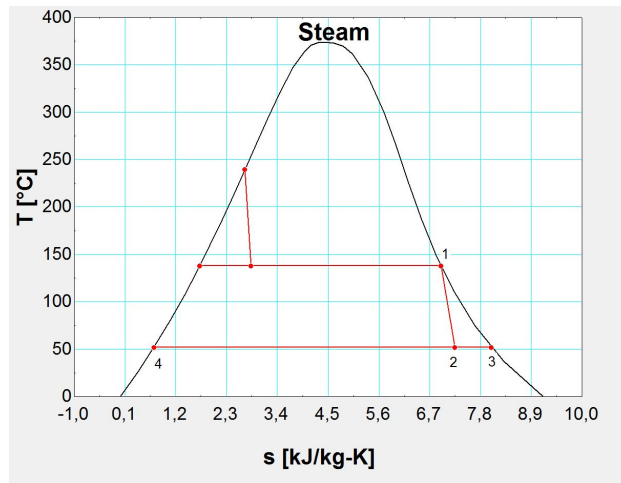


Figura 6.3: Diagrama T-s de una Central Flash

Estas ecuaciones son basadas en el supuesto que la calidad del vapor a la entrada de la turbina es igual a 1, es decir, vapor saturado.

Central Doble Flash

Las centrales doble flash se caracterizan por tener una turbina de alta presión (HP) y otra de baja presión (LP). Las ecuaciones que rigen la turbina de alta presión son las mismas que una planta simple flash. La turbina de baja presión recibe el flujo másico del vapor de la turbina de alta presión además a este hay que agregarle el flujo másico del segundo proceso de flasheo. En el diagrama T-s de la figura 6.4 se muestra que el punto 5 es el punto termodinámico a la entrada de la turbina de baja presión, cuyo flujo másico (\dot{m}_5) se puede deducir de la ecuación 6.13.

$$\dot{m}_2 h_2 + \dot{m}_3 h_3 = (\dot{m}_2 + \dot{m}_3) h_5 \quad (6.13)$$

con:

$$\dot{m}_2 = \dot{m}_{geo} x_1 \quad (6.14)$$

$$\dot{m}_3 = \dot{m}_{geo} (1 - x_1) x_2 \quad (6.15)$$

Dado que la calidad del vapor a la entrada de la turbina de baja presión es menor que 1, para aplicar la regla de Baumann la ecuación 6.11 se modifica dando como resultado:

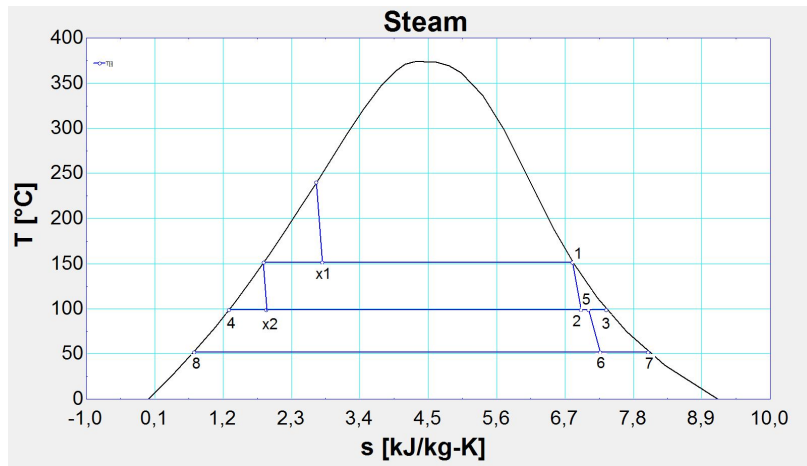


Figura 6.4: Diagrama T-s Central Doble Flash

$$h_6 = \frac{h_5 - A1 \left[1 - \frac{h_8}{h_7 - h_8} \right]}{1 + \frac{A1}{h_7 - h_8}} \quad (6.16)$$

Con los puntos termodinámicos mostrados en la figura 6.4 y el coeficiente A1 equivalente a:

$$A1 = 0,425 (h_5 - h_6s) \quad (6.17)$$

Exergía

La figura 6.2 muestra una turbina simple donde el fluido (aire o vapor) que entra acciona un conjunto de alabes para hacer girar el eje, generando así trabajo. Hay exergía asociada al trabajo realizado por la turbina y la entrada y salida del fluido, además se desprecia cualquier transferencia de calor entre la turbina y el entorno. El análisis que se presenta a continuación es general y puede aplicarse a cualquier tipo de turbina.

La exergía contenida en la turbina es:

$$\dot{E}_t = \dot{m}_1 e_1 - \dot{m}_2 e_2 - \dot{W} \quad (6.18)$$

Donde el flujo másicos de entrada y el de salida son iguales debido a la conservación de masa y que el flujo es constante. Lo que implica que la exergía de la turbina es:

$$\dot{E}_t = \dot{m} (e_1 - e_2) - \dot{W} \quad (6.19)$$

Le eficiencia exergética o de la segunda ley es:

$$\eta_{t,BF}^{II} = \frac{eW + e_2}{e_1} = \frac{w + e_2}{e_1} \rightarrow (\text{FuerzaBruta}) \quad (6.20)$$

$$\eta_{t,FUN}^{II} = \frac{eW}{e_1 - e_2} = \frac{w}{e_1 - e_2} \rightarrow (\text{Funcional}) \quad (6.21)$$

6.2.2. Intercambiadores de calor

Precalentador y Evaporador

Los intercambiadores de calor como los precalentadores y los evaporadores son usados en general en las centrales geotérmicas de ciclo binario, donde el fluido geotermal calienta un fluido de trabajo (fluido con un punto de ebullición más bajo). En la figura 6.5 se muestra un esquema simple de precalentador y evaporador.

Para el análisis termodinámico se supondrá que los intercambiadores de calor están bien aislados durante toda la transferencia de calor entre el fluido geotermal y el fluido de trabajo. También se asume que el flujo másico es constante y que las diferencias de entrada y salida de la energía potencial y cinética son despreciables, por lo que la ecuación que rige el intercambiador de calor es dada por la ecuación 6.22.

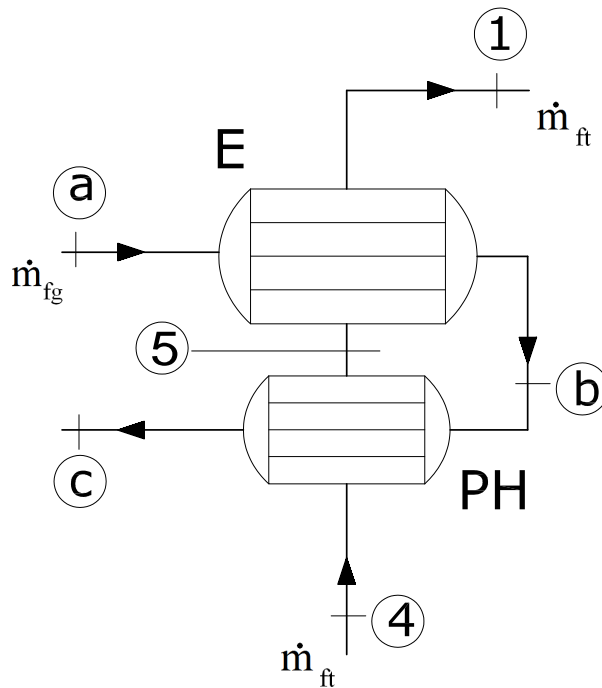


Figura 6.5: Esquema simple de un precalentador y evaporador

$$\dot{m}_{fg}(h_a - h_c) = \dot{m}_{ft}(h_1 - h_4) \quad (6.22)$$

Si el fluido geotermal tiene baja cantidad de gases y sólidos disueltos, el término de la izquierda de la ecuación 6.22 puede ser reemplazado por el calor específico medio del fluido geotermal \bar{c}_{fg} por la caída de temperatura, lo que se muestra en la ecuación 6.23:

$$\dot{m}_{fg}\bar{c}_{fg}(T_a - T_c) = \dot{m}_{ft}(h_1 - h_4) \quad (6.23)$$

Para el diseño de los intercambiadores de calor se requiere examinar el diagrama termodinámico de temperatura- transferencia de calor o diagrama T-q (figura 6.6), donde el eje de las abscisas representa la cantidad total de calor que se pasa del fluido geotermal al fluido de trabajo, este eje puede ser mostrado en porcentaje o en unidades (por ejemplo, kJ/kg).

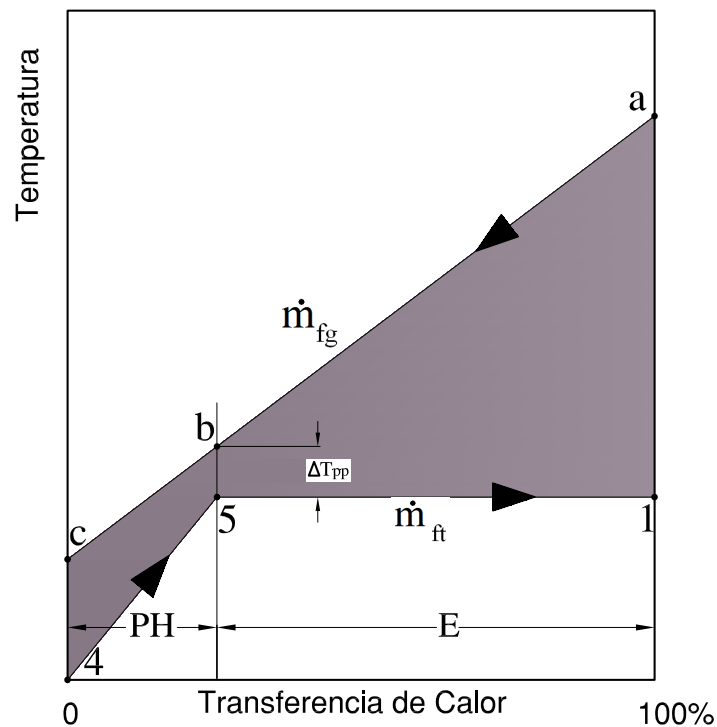


Figura 6.6: Diagrama Temperatura -Transferencia de Calor de Precalentador y Evaporador

El precalentador PH proporciona calor sensible para llevar el fluido de trabajo a su punto de ebullición, estado 5. La evaporación se produce a lo largo de la isoterma 5-1 para un fluido de trabajo. El lugar

en el intercambiador de calor donde el fluido geotermal y el fluido de trabajo experimentan la mínima diferencia de temperatura se pintch point (punto de estrangulamiento) y el valor de la diferencia es llamado diferencia de temperatura de pintch point, ΔT_{pp} .

El estado 4 es el líquido comprimido de la salida de la bomba, el estado 5 es líquido saturado a la presión del evaporador y el estado 1 es vapor saturado igual que a la entrada de la turbina. Así, los dos intercambiadores de calor pueden ser analizados por separado de la siguiente manera:

Precalentador:

$$\dot{m}_{fg} \bar{c}_{fg} (T_b - T_c) = \dot{m}_{ft} (h_5 - h_4) \quad (6.24)$$

Evaporador:

$$\dot{m}_{fg} \bar{c}_{fg} (T_a - T_b) = \dot{m}_{ft} (h_1 - h_5) \quad (6.25)$$

Además la temperatura de entrada del fluido geotermal siempre es conocida. La diferencia de temperatura de pitch point generalmente viene en las especificaciones del fabricante con lo que se puede obtener T_b por el valor conocido T_5 .

Condensador:

La figura 6.7 muestra un esquema simplificado de un condensador. El calor transferido desde el fluido (que puede ser el mismo fluido geotermal en centrales flash o algún fluido de trabajo en centrales de ciclo binario) al medio de enfriamiento, ya sea agua (como se muestra en la figura) o aire, viene dada por la ecuación 6.26.

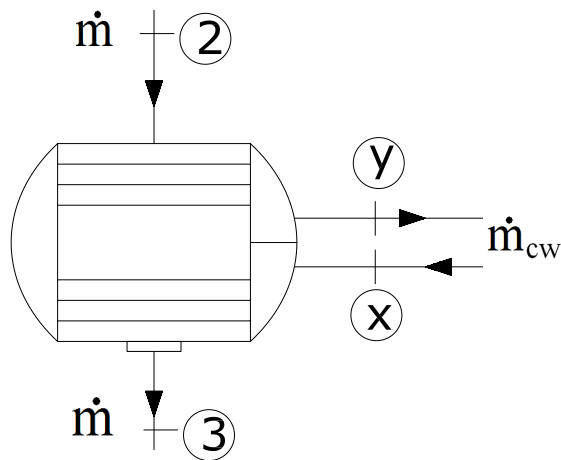


Figura 6.7: Esquema simple de un Condensador

$$\dot{Q}_c = \dot{m} (h_2 - h_3) \quad (6.26)$$

La relación de los flujos másicos del fluido y agua de enfriamiento viene dado por la ecuación 6.27

$$\dot{m}_{cw} (h_y - h_x) = \dot{m} (h_2 - h_3) \quad (6.27)$$

Intercambiador de Calor Interno (IHE)

En las centrales de ciclo binario hay casos donde se ocupan intercambiadores de calor interno (Internal Heat Exchanger: IHE) para aprovechar el calor contenido del fluido de trabajo a la salida de la turbina. La figura 6.8 muestra un esquema simplificado de un IHE, donde el punto 1 representa el fluido de trabajo a la salida de la turbina y el punto «a» representa el fluido de trabajo a la salida de la bomba.

Las ecuacion que rige este equipo es:

$$\dot{Q}_{IHE} = \dot{m}_a (h_a - h_b) = \dot{m}_1 (h_2 - h_1) \quad (6.28)$$

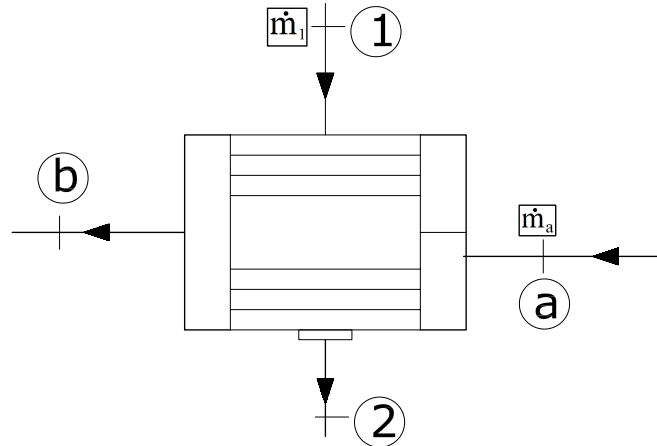


Figura 6.8: Esquema Simple de un Intercambiador de Calor Interno

Exergía

La figura 6.9 muestra un intercambiador de tubo y carcasa donde un fluido caliente (flujo a-b) transfiere calor a un fluido más frío (flujo 1-2). Los fluidos pueden ser gases, líquidos, o mezclas de estas dos fases. Además se supondrá que la carcasa del intercambiador de calor está perfectamente aislada

(adiabático). Este tipo de sistema se produce en centrales geotérmicas en equipos como precalentadores, evaporadores, condensadores y recalentadores.

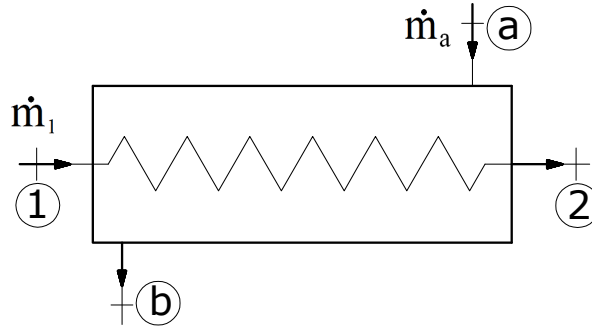


Figura 6.9: Esquema simple de un Intercambiador de Calor

La exergía contenida en todo el intercambiador de calor es:

$$\dot{E}_{ic} = \Sigma_{IN} - \Sigma_{OUT} = \dot{m}_a e_a + \dot{m}_1 e_1 - (\dot{m}_a e_b + \dot{m}_1 e_2) = \dot{m}_a (e_a - e_b) - \dot{m}_1 (e_2 - e_1) \quad (6.29)$$

Donde se asume que los flujos máxicos de los fluidos calientes y fríos son constantes. La ecuación (6.29) también se puede leer como: la exergía destruida en el intercambiador de calor es la diferencia entre la exergía cedida por el fluido caliente y la exergía recibida por el fluido frío durante el proceso.

La relación de los 2 flujos máxicos se deduce de la primera ley, lo equivale a escribir:

$$\dot{m}_a (h_a - h_b) = \dot{m}_1 (h_2 - h_1) \quad (6.30)$$

Además se considera que no se realiza trabajo y que toda la transferencia de calor se realiza dentro del intercambiador.

La eficiencia exergética o de segunda ley es:

$$\eta_{ic,BF}^{II} = \frac{\dot{m}_1 e_2 + \dot{m}_a e_b}{\dot{m}_1 e_1 + \dot{m}_a e_a} \quad (6.31)$$

$$\eta_{ic,FUN}^{II} = \frac{\dot{m}_1 (e_2 - e_1)}{\dot{m}_a (e_a - e_b)} \quad (6.32)$$

6.2.3. Equipos de Regeneración

Para mejorar la eficiencia térmica intercambiadores orgánicos de alimentación abierta (Open feed-organic heater: OFOH) se ocupan en centrales de ciclo binario. La figura 6.10 muestra un esquema simple de un OFOH. Estos equipos ocupan un porcentaje del vapor de la turbina a una presión intermedia entre la entrada y la salida para precalentar el fluido de trabajo líquido a la salida de la bomba (o la salida del IHE en los centrales que los tengan instalados), llevándolo al estado de líquido saturado.

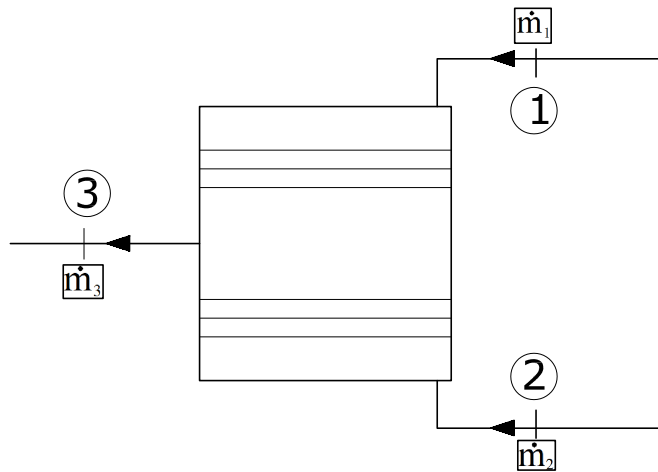


Figura 6.10: Esquema Simple de un OFOH

El porcentaje de vapor extraído de la turbina viene dada por la ecuación 6.33.

$$y = \frac{h_3 - h_2}{h_1 - h_2} \quad (6.33)$$

Las pérdidas exergéticas dentro del OFOH viene dada por:

$$\dot{E}_{OFOH} = \dot{m}_1 e_1 + \dot{m}_2 e_2 - \dot{m}_3 e_3 \quad (6.34)$$

donde

$$\dot{m}_1 = y \dot{m}_3 \quad (6.35)$$

$$\dot{m}_2 = (1 - y) \dot{m}_3 \quad (6.36)$$

6.2.4. Equipos Flash

Todas las centrales de evaporización súbita (Simple Flash y Doble Flash) tienen equipos para generar vapor a partir de un líquido saturado. Dentro de estos equipos se encuentran los separadores y los flashers los cuales tienen el mismo funcionamiento termodinámico. La figura (6.11) muestra un esquema de un equipo flash típico y el diagrama temperatura-entropía para los procesos involucrados.

La válvula de mariposa (TV) crea una restricción del flujo que genera una caída de presión del estado 1 al estado 2. El estado 2 es un estado intermedio que consiste en una mezcla que contiene líquido saturado y vapor saturado. Estos equipos se construyen de modo que las dos fases se separan efectos de la fuerza centrífuga y la gravedad, produciendo así una corriente de líquido saturado en el estado 3 y uno de vapor saturado en el estado 4. Además se asume que el equipo está perfectamente aislado y que la válvula estranguladora funciona isoentálpicamente.

Los procesos de equipos flash se modelan a entalpía constante, es decir, un proceso isoentálpico ya que ocurre de manera constante, espontáneamente, esencialmente adiabático y sin trabajo involucrado. También se desprecia los cambios de energía cinética y potencial del fluido a medida que pasa por el flasheo. Por lo que se puede escribir que:

$$h_1 = h_2 \quad (6.37)$$

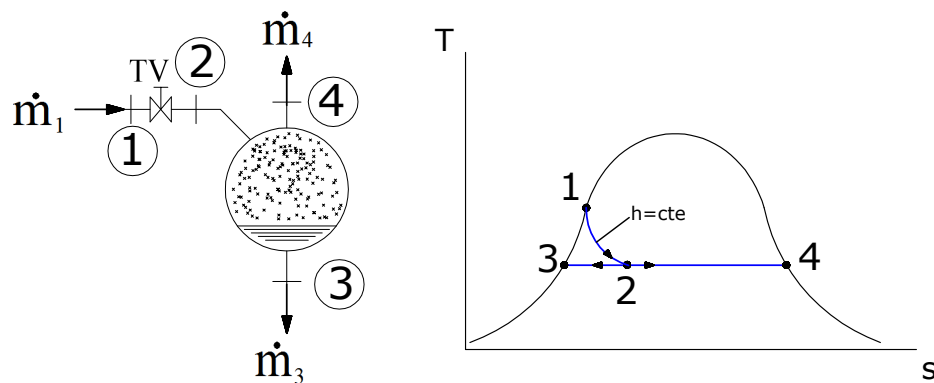


Figura 6.11: Esquema simple de un Equipo Flash y Diagrama T-s

Además el proceso de separación se modela a presión constante, donde la calidad del vapor, x , de la mezcla en el estado 2 se puede obtener por:

$$x_2 = \frac{h_2 - h_3}{h_4 - h_3} \quad (6.38)$$

Donde la entropía específica en este punto viene dada por:

$$s_2 = s_3 + x_2 (s_4 - s_3) \quad (6.39)$$

Por lo que se puede definir la eficiencia exergética o utilización como:

$$\eta_{ef,FB}^{II} = \frac{\dot{m}_3 e_3 + \dot{m}_4 e_4}{\dot{m}_1 e_1} \quad (6.40)$$

$$\eta_{ef,FUN}^{II} = \frac{\dot{m}_4 e_4}{\dot{m}_1 e_1} \quad (6.41)$$

La ecuación (6.40) se deduce directamente de la definición de eficiencia de fuerza bruta, en cambio la ecuación (6.41) expresa la relación entre la exergía del vapor generado con la del líquido entrante. La razón de esto último es que el propósito de los equipos flash es producir vapor para su uso en turbina de vapor, en este caso en centrales geotérmicas, es decir la exergía del vapor producido en la salida es la exergía deseada.

Las pérdidas de exergía en un equipo flash son:

$$\dot{E}_{ef} = \dot{m}_1 e_1 - \dot{m}_3 e_3 - \dot{m}_4 e_4 \quad (6.42)$$

Donde tanto el trabajo como la transferencia de calor se desprecian debido a que solo hay fluidos involucrados. Los flujos másicos a la salida se relacionan con los flujos másicos de entrada como:

$$\dot{m}_3 = \dot{m}_1 (1 - x_2) \quad (6.43)$$

$$\dot{m}_4 = \dot{m}_1 x_2 \quad (6.44)$$

6.2.5. Bombas

Usando las mismas hipótesis que en la turbina, el trabajo específico de la bomba viene dada por la ecuación 6.45. Multiplicando el trabajo específico por el flujo másico del fluido que recorre la bomba se obtiene la potencia necesaria para aumentarle la presión al fluido (ec. 6.46).

$$w_p = (h_4 - h_3) \quad (6.45)$$

$$\dot{W}_p = \dot{m} w_p = \frac{\dot{m} (h_{4s} - h_3)}{\eta_p} \quad (6.46)$$

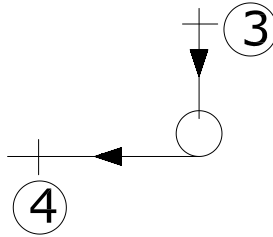


Figura 6.12: Esquema simple de una bomba

donde η_p es el rendimiento isoentrópico de la bomba.

Las pérdidas de exergía durante el proceso viene dado por:

$$\dot{E}_p = \dot{m} (e_3 + |w_p| - e_4) \quad (6.47)$$

La eficiencia exergética o de utilización esta dada por:

$$\eta_{p,BF}^{II} = \frac{e_4}{e_3 + |e_{w_p}|} = \frac{e_4}{e_3 + |w_p|} \quad (6.48)$$

$$\eta_{p,FUN}^{II} = \frac{e_4 - e_3}{|e_{w_p}|} = \frac{e_4 - e_3}{|w_p|} \quad (6.49)$$

6.2.6. Central geotérmica

Considerando central geotérmica se tiene que la potencia neta es: (ec: 6.50) será la potencia generada en la turbina menos la potencia utilizada para accionar la o las bombas menos potencia requerida por los ventiladores del condensador de aire frío.

$$\dot{W}_{Neta} = \dot{W}_t - \dot{W}_p - \dot{W}_{fans} \quad (6.50)$$

La eficiencia exergética de una central geotérmica viene dada por la ecuación 6.51.

$$\eta_u = \frac{\dot{W}_{Neta}}{\dot{E}} = \frac{\dot{W}_{Neta}}{\dot{m}(h - h_0 - T_0(s - s_0))} \quad (6.51)$$

Con \dot{W}_{Neta} la potencia neta de la central y el subíndice 0 representa las propiedades en condiciones en estado muerto.

La eficiencia térmica de la central geotérmica viene dada por la razón entre la potencia neta y el calor aportado por el fluido geotermal (ec. 6.52).

$$\eta_{th} = \frac{\dot{W}_{Neta}}{\dot{Q}_{IN}} \quad (6.52)$$

Donde \dot{Q}_{IN} es el calor transferido desde el fluido geotermal a la central geotérmica. En el caso de las centrales simple y doble flash \dot{Q}_{IN} viene dado por la ecuación 6.53 y para las centrales de ciclo binario vienen dada por la ecuación 6.54.

$$\dot{Q}_{IN,flash} = \dot{m}_{geo} \cdot h_{geo} - \dot{m}_{rein} \cdot h_{rein} \quad (6.53)$$

$$\dot{Q}_{IN,binario} = \dot{m}_{geo} (h_{geo} - h_{rein}) \quad (6.54)$$

Capítulo 7

Comparación, Análisis Energético y Exergético de una Central Geotermal Flash

En este capítulo, se estudiarán y compararán las centrales geotérmicas simple flash y doble flash. El problema a estudiar será la selección de la temperatura y presión a la que operará el separador ciclónico para el caso de una central flash y el separador ciclónico y el flasher para el caso de la central de doble flash, tal que maximice la potencia neta de la central. La presión (temperatura) óptima del separador ciclónico depende de la temperatura del fluido geotermal y la curva de productividad del pozo geotérmico. Considerando estas variables y los parámetros de diseño se obtiene los puntos termodinámicos de los ciclos de las centrales estudiadas. En la tabla 7.1 se muestran las condiciones iniciales que se ocuparán durante el estudio.

Tabla 7.1: Condiciones Iniciales Centrales Flash

Temperatura Fluido Geotermal [°C]	240 y 289
Temperatura de Condensación [°C]	50
Temperatura de estado muerto [°C]	11
Presión de estado muerto [bar]	1
Eficiencia isoentrópica de la turbina seca [%]	85
Temperatura agua refrigerante [°C].	20
Capacidad calórica del agua [kJ/(kgK)]	4,2

Para realizar un análisis más profundo se ocuparán 4 curvas de productividad las cuales se muestran en el figura 7.1 cuya parametrización se viene dada por las ecuaciones 7.1, 7.2, 7.3 y 7.4 [13], en que P es la presión de boca de pozo del pozo geotérmico en [bar].

$$\dot{m}_1 = 100,23 - 2,34P + 0,4025P^2 - 0,102P^3 \quad (7.1)$$

$$\dot{m}_2 = 99,66 - 2,629P + 0,5802P^2 - 0,0421P^3 \quad (7.2)$$

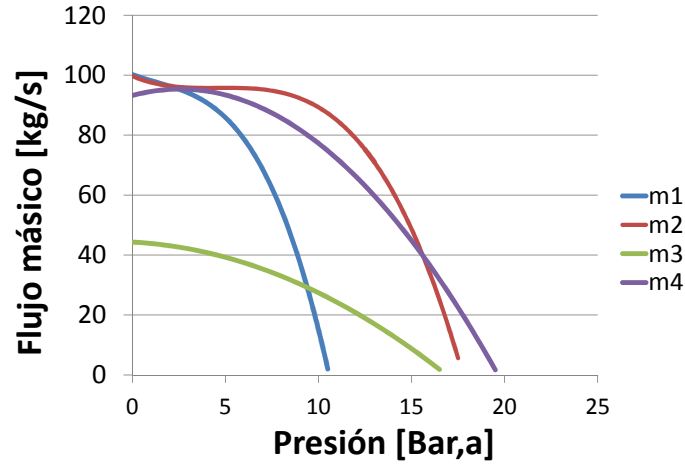


Figura 7.1: Distintas Curvas de Producción de un pozo geotérmico

$$\dot{m}_3 = 44,33 - 0,3363P + 0,1357P^2 \quad (7.3)$$

$$\dot{m}_4 = 93,24 + 1,66P - 0,326P^2 \quad (7.4)$$

7.1. Método de Optimización

En esta sección se presentan los criterios de optimización ocupados en las centrales simple y doble flash. Las ecuaciones que rigen estas centrales se discutieron en el capítulo 6.

7.1.1. Central Geotérmica Simple Flash

Para encontrar la presión (temperatura) de operación que maximice la potencia neta de la central, se ocupará el esquema de la central simple flash de la figura 7.2. A partir de la temperatura del fluido geotermal (240 y 289 [°C]) y las distintas ecuaciones de las curvas de productividad se determinaron los puntos termodinámicos de la central, ocupando las ecuaciones del capítulo 6 para distintas presiones (temperaturas) del separador ciclónico. Con estos valores se obtiene la potencia neta de la planta, eficiencia térmica, eficiencia de utilización y pérdidas exergéticas de la central.

La figura 7.3 muestra la curva de potencia neta versus la temperatura del separador para el caso de una temperatura del fluido geotermal 289 y la curva de productividad \dot{m}_4 . Donde se puede observar que la potencia neta tiene un máximo para una temperatura del separador igual 149,6 (Presión igual 4,74 [bar]).

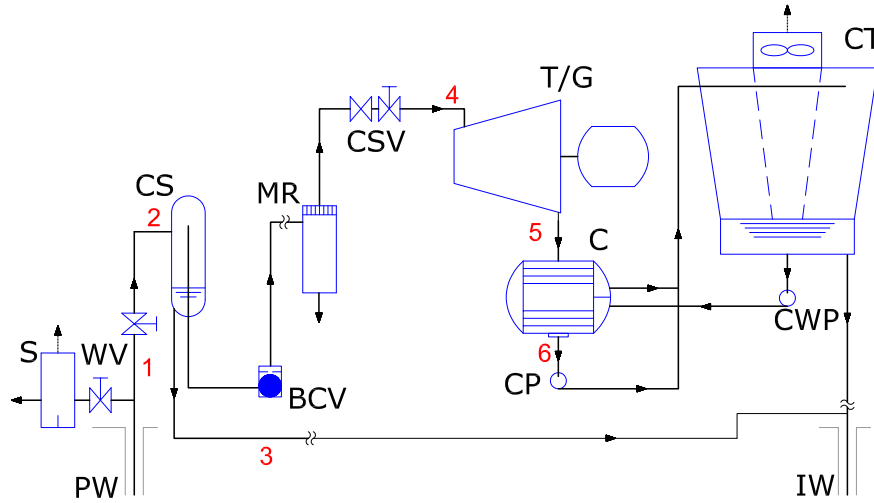


Figura 7.2: Diagrama Simplificado Central Simple Flash

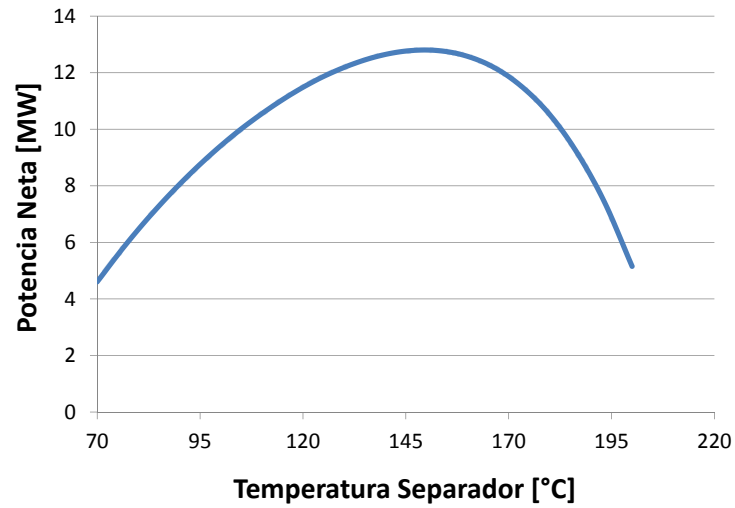


Figura 7.3: Gráfico Potencia v/s Temperatura Separador (Temperatura fluido geotermal 289 [°C] y curva de productividad \dot{m}_4)

7.1.2. Central Geotérmica Doble Flash

En el caso de una central doble flash se tienen dos grados de libertad para el cálculo de la potencia neta, la presión (temperatura) del separador ciclónico y del flasher. La potencia neta en este caso viene dada por la suma de la potencia de la turbina de alta presión con la de baja presión (ec. 7.5).

$$\dot{W}_{neta} = \dot{W}_{t,HP} + \dot{W}_{t,LP} \quad (7.5)$$

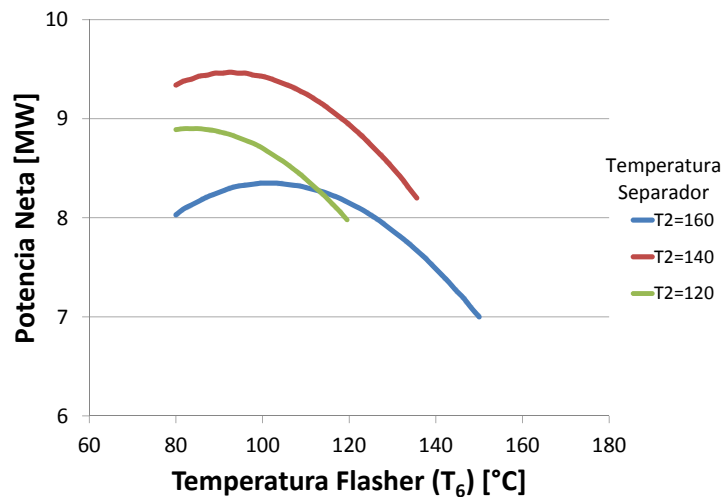


Figura 7.4: Gráfico Potencia v/s Temperatura Flasher para distintas temperaturas del Separador (Temperatura fluido geotermal 240 [°C] y curva de productividad \dot{m}_1)

La central estudiada es la de la figura 7.5 y su diagrama T-s 5.4 donde se a parir de las mismas condiciones que la central simple flash en términos de temperatura del fluido geotermal y las curvas de productividad, donde para cada temperatura de separador ciclónico (T_2) habrá una temperatura óptima del flasher (T_6) que maximice la potencia neta. En la figura 7.4 muestra lo descrito anteriormente para 3 temperaturas distintas del separador ciclónico, para una temperatura fluido geotermal 289 [°C] y la curva de productividad \dot{m}_1). Con una potencia máxima para $T_2= 139,9$ [°C] y $T_6=92,5$ [°C].

7.2. Resultados

Los resultados de ambas centrales flash se obtuvieron ocupando el programa Equation Engineering Solver (EES) el cual ocupando el método iterativo de aproximaciones cuadráticas encuentra el/los valor/es que optimiza la potencia neta de la central, ocupando los parámetros de diseño, las 4 curvas de productividad y la temperatura del fluido geotermal (T_{geo}) de 240 y 289 [°C].

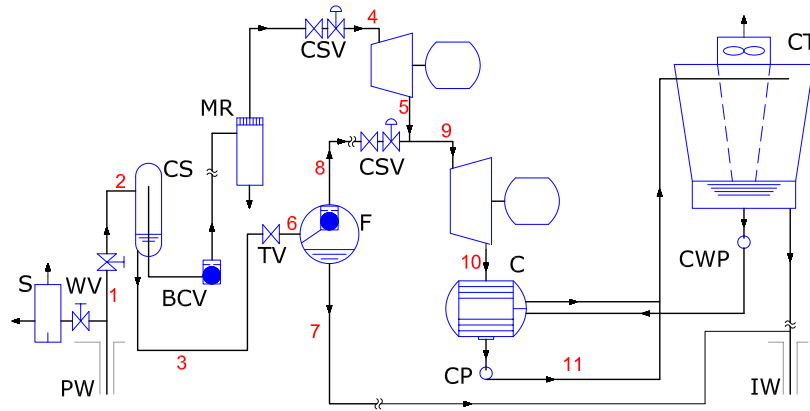


Figura 7.5: Diagrama Simplificado Central Doble Flash

7.2.1. Resultados Central Simple Flash

La figura 7.6 muestra un diagrama T-s de los resultados de la optimización de la potencia para el caso de $T_{geo}=289$ y la curva de productividad \dot{m}_4 . Los valores de las propiedades termodinámicas y flujos másicos de los puntos se muestran en la tabla 7.2.

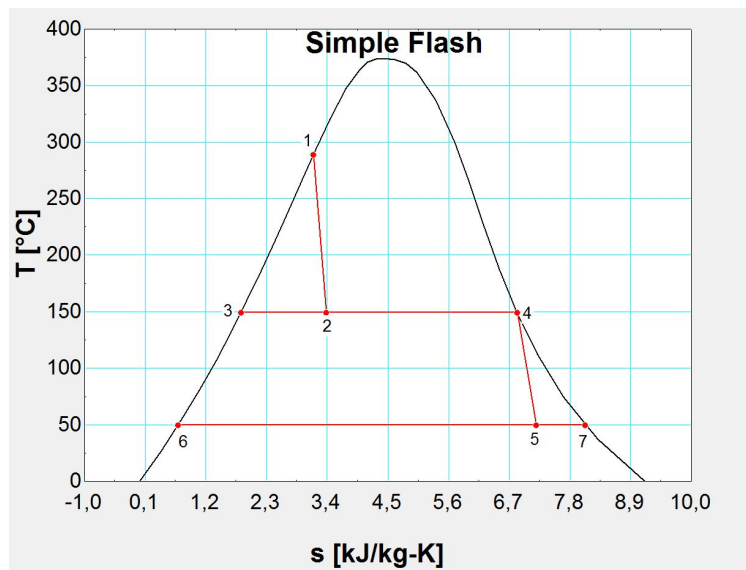


Figura 7.6: Diagrama T-s de una Central Simple Flash para $T_{geo}=289$ [°C] y una curva de productividad \dot{m}_4

Tabla 7.2: Propiedades Termodinámicos de Una Central Simple Flash para $T_{geo}=289$ y curva de productividad \dot{m}_4

Estado	Presión [bar]	Temperatura [°C]	Entalpía [kJ/kg]	Entropía [kJ/(kgK)]	Calidad del Vapor	Flujo másico [kg/s]	Exergía [kJ/kg]
1	73,3	289,0	1283,8	3,15	0,00	93,8	390,0
2	4,7	149,6	1283,8	3,38	0,31	93,8	323,8
3	4,7	149,6	630,3	1,84	0,00	64,9	109,4
4	4,7	149,6	2745,8	6,84	1,00	29,0	803,5
5	0,1	50,0	2304,1	7,19	0,88	29,0	264,0
6	0,1	50,0	209,3	0,7	0,00	29,0	10,4
7	0,1	50,0	2591,2	8,07	1,00	0,0	298,9

La tabla 7.3 se muestran los resultados del proceso de optimización de central simple flash para las temperaturas del fluido geotermal de 240 y 289 [°C] de las distintas curvas de productividad. Se observa de la tabla que las temperaturas óptimas del separador varían entre 129,9 y 160,2 [°C] con las distintas curvas de productividad y temperatura del fluido geotermal. Además se tiene que la calidad del vapor a la salida de la turbina es en promedio 89 %.

Tabla 7.3: Resultados Central Simple Flash para $T_{geo}= 240$ y 289 [°C]

Temperatura Fluido Geotermal Curva de productividad	$T_{geo} = 240$ [°C]				$T_{geo} = 289$ [°C]			
	\dot{m}_1	\dot{m}_2	\dot{m}_3	\dot{m}_4	\dot{m}_1	\dot{m}_2	\dot{m}_3	\dot{m}_4
Potencia Neta W [MW]	8,1	8,2	3,6	8,2	12,3	13,2	5,5	12,8
Trabajo específico w [kJ/kg]	85,2	85,9	85,1	85,8	132,7	138,2	133,1	136,4
Flujo másico fluido geotermal [kg/s]	95,0	95,8	42,5	95,2	92,8	95,6	41,4	93,8
Eficiencia utilización [%]	31,4	31,7	31,4	31,7	34,0	35,4	31,1	35,0
Eficiencia térmica [%]	13,9	14,9	13,8	14,7	14,9	17,2	15,0	16,1
T° Separador [°C]	130,2	138,7	129,9	136,9	139,1	160,2	140,0	149,6
Presión Separador [bar]	2,72	3,49	2,69	3,31	3,52	6,21	3,61	4,71
T° Flasher [°C]	-	-	-	-	-	-	-	-
Presión Flasher [bar]	-	-	-	-	-	-	-	-
Calidad del vapor x[5]	0,90	0,89	0,90	0,89	0,89	0,87	0,89	0,88
Calidad del vapor x[10]	-	-	-	-	-	-	-	-

Las pérdidas exergéticas para cada las distintas curvas de producción de los equipos de la central simple flash se muestran en la tabla 7.4 para las temperaturas del fluido geotermal de 240 y 289 [°C]. Allí se observa que las mayores pérdidas exergéticas se tienen en la reinyección y en el separador.

Tabla 7.4: Pérdidas Exergéticade una Central Simple Flash

Curva de productividad	T° Fluido geotermal = 240 [°C]				T° Fluido geotermal = 289 [°C]			
	\dot{m}_1	\dot{m}_2	\dot{m}_3	\dot{m}_4	\dot{m}_1	\dot{m}_2	\dot{m}_3	\dot{m}_4
Turbina HP [kW]	1713	1778	747	1759	2666	2989	1197	2836
Turbina LP [kW]	-	-	-	-	-	-	-	-
Separador [kW]	4052	3422	1822	3531	7215	5321	3172	6209
Flasher [kW]	-	-	-	-	-	-	-	-
Condensador [kW]	1809	1696	811	1710	2528	2292	1120	2404
Agua refrigerante [kW]	3533	3307	1583	3339	4935	4475	2188	4694
Reinyección [kW]	6346	7340	2822	7069	6259	8759	2869	6209
Total [kW]	17644	17719	7870	17588	23868	24077	10618	23788

7.2.2. Resultados Central Doble Flash

La figura 7.7 muestra un diagrama T-s de los resultados de la optimización de la potencia para el caso de $T_{geo}=289$ y la curva de productividad \dot{m}_1 . Los valores de las propiedades termodinámicas y flujos másicos de los puntos se muestran en la tabla 7.5.

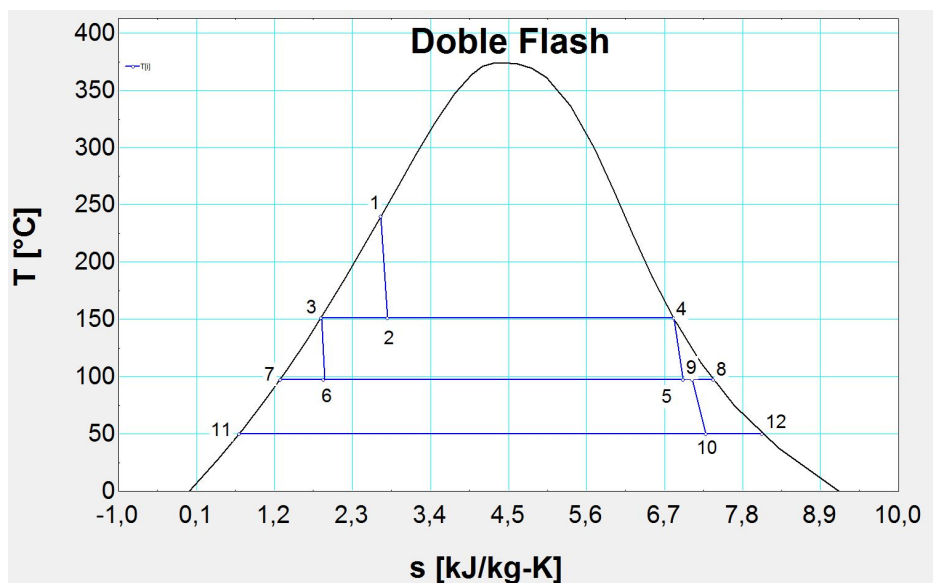


Figura 7.7: Diagrama T-s de una Central Doble Flash para $T_{geo}= 240$ [°C] y una curva de productividad \dot{m}_1

La tabla 7.3 se muestran los resultados del proceso de optimización de central doble flash para las temperaturas del fluido geotermal de 240 y 289 [°C] de las distintas curvas de productividad. Se observa de la tabla que las centrales doble flash tienen potencia netas, eficiencia de utilización mayores que las simple flash, pero la eficiencia térmica es menor. Las temperaturas óptimas del separador son un poco

Tabla 7.5: Estados Termodinámicos de Una Central Doble Flash para $T_{geo}=240$ [°C] y curva de productividad \dot{m}_1

Estado	Presión [bar]	Temperatura [°C]	Entalpía [kJ/kg]	Entropía [kJ/(kgK)]	Calidad del Vapor	Flujo másico [kg/s]	Exergía [kJ/kg]
1	33,5	240	1037,2	2,701	0	270,9	93,6
2	4,9	151,1	1037,2	2,797	0,19	243,9	93,6
3	4,9	151,1	637	1,853	0	111,6	75,8
4	4,9	151,1	2747,7	6,828	1	809,3	17,7
5	0,9	97,6	2516,7	6,964	0,93	539,7	17,7
6	0,9	97,6	637	1,895	0,1	99,8	75,8
7	0,9	97,6	409	1,28	0	46,4	68,2
8	0,9	97,6	2671,9	7,383	1	576	7,6
9	0,9	97,6	2563,4	7,09	0,95	550,6	25,4
10	0,1	50	2335,7	7,285	0,89	267,8	25,4
11	0,1	50	209,3	0,704	0	10,4	25,4
12	0,1	50	2591,2	8,075	1	298,9	0

mayores y varían entre 139,1 y 168, [°C] con las distintas curvas de productividad y temperatura del fluido geotermal. Además se tiene que la calidad del vapor a la salida de la turbina de alta presión es en promedio 93% y la de baja presión de 89%.

Tabla 7.6: Resultados Central Doble Flash

Temperatura Fluido Geotermal	$T_{geo} = 240$ [°C]				$T_{geo} = 289$ [°C]			
	\dot{m}_1	\dot{m}_2	\dot{m}_3	\dot{m}_4	\dot{m}_1	\dot{m}_2	\dot{m}_3	\dot{m}_4
Curva de productividad								
Potencia Neta W [MW]	9,5	10,3	4,2	9,9	13,7	15,5	6,1	14,6
Trabajo específico w [kJ/kg]	102,3	107,4	102,7	105,6	150,3	163,8	152,1	158,5
Flujo másico fluido geotermal [kg/s]	92,6	95,5	41,2	93,6	91,1	94,6	40,4	92,1
Eficiencia utilización [%]	37,7	39,6	37,9	39,0	38,5	42,0	39,0	40,6
Eficiencia térmica [%]	13,5	14,9	13,6	14,3	14,5	16,3	14,7	15,5
T° Separador [°C]	139,9	162,8	141,0	151,1	143,8	168,8	146,4	157,0
Presión Separador [bar]	3,60	6,63	3,72	4,90	4,02	7,67	4,32	5,72
T° Flasher [°C]	92,53	102,9	93,1	97,7	94,07	105,4	95,3	100,1
Presión Flasher [bar]	0,77	1,12	0,79	0,93	0,82	1,23	0,85	1,02
Calidad del vapor salida Turbina HP x[5]	0,94	0,93	0,94	0,93	0,93	0,92	0,93	0,93
Calidad del vapor salida Turbina HP x[10]	0,9	0,89	0,90	0,89	0,89	0,88	0,89	0,88

Las pérdidas exergéticas para cada las distintas curvas de producción de los equipos de la central doble flash se muestran en la tabla 7.7 para temperaturas del fluido geotermal de 240 y 289 [°C]. Allí se observa principalmente una disminución de las pérdidas por reinyección con respecto a las centrales simple flash.

Tabla 7.7: Pérdidas Exergéticas de una Central Doble Flash para $T_{geo} = 240$ [°C]

Temperatura Fluido Geotermal	$T_{geo} = 240$ [°C]				$T_{geo} = 289$ [°C]			
	\dot{m}_1	\dot{m}_2	\dot{m}_3	\dot{m}_4	\dot{m}_1	\dot{m}_2	\dot{m}_3	\dot{m}_4
Curva de productividad								
Turbina HP [kW]	686	671	305	685	1066	1138	476	1105
Turbina LP [kW]	1273	1532	572	1399	1805	2258	818	2029
Separador [kW]	3226	1927	1401	2529	6603	4549	2808	5403
Flasher [kW]	700	1143	320	867	648	1089	304	857
Condensador [kW]	2189	2105	971	2137	2922	2858	1286	2859
Agua refrigerante [kW]	4272	4111	1896	3339	5704	5581	2511	5582
Reinyección [kW]	3035	3903	1367	3428	2780	3626	1262	3178
Total [kW]	15611	15614	6934	14167	21835	21400	9599	21313

Capítulo 8

Comparación, Análisis Energético y Exergético de una Central Geotermal de Ciclo Binario

En esta sección se estudiarán cuatro tipos de centrales de ciclo binario: Ciclo Binario básico, Ciclo Binario con intercambiador de calor interno (IHE: Internal Heat Exchanger), Ciclo Binario regenerativo con IHE y Ciclo Binario de doble presión, para cuatro fluidos de trabajo (isopentano, isobutano, n-pentano y R114). Se seleccionaron estos fluidos de trabajo se debe a que en la actualidad son los de mayor utilización en plantas de ciclo binario. Para este estudio se ocupará una temperatura de fluido geotermal de 160 [°C], un condensador de aire frío (air cooled condenser: ACC) y dos temperaturas de condensación ($T_{cond} = 25$ y 40 [°C]) más las condiciones iniciales mostradas en la tabla 8.1. Además se consideró que los fluidos de trabajo ingresan a la turbina en estado de vapor saturado. El objetivo será encontrar la presión de evaporación del fluido de trabajo que maximice la potencia neta (ec. 6.50), en donde la potencia neta viene dada por la potencia generada en la turbina menos la potencia necesaria para impulsar la bomba menos potencia usada en los ventiladores del ACC.

Tabla 8.1: Condiciones Iniciales para Centrales de Ciclo Binario

Temperatura Fluido Geotermal [°C]	160
Temperatura de estado muerto [°C]	11
Presión de estado muerto [bar]	1
Eficiencia Isoentrópica Turbina [%]	85
Eficiencia Isoentrópica Bomba [%]	80
Temperatura de Condensación [°C]	25 y 40
Tipo de Condensador	ACC
Temperatura del aire Refrigerante [°C]	11
Capacidad calórica del agua [kJ/(kgK)]	4,2
Diferencia de Pinch Point [°C]	5
Cuando se usa IHE $T_{s,LP} - T_{e,HP}$ [°C]	5
Flujo másico [kg/s]	100
Fluidos de Trabajo:	Isopentano, Isobutano, n-pentano y R114

8.1. Métodos de Optimización

A continuación se presentan los criterios de optimización de las distintas centrales de ciclo binario. Las ecuaciones que se ocuparon durante la optimización de las centrales de ciclo binario se ocuparán las ecuaciones 6.6 hasta 6.52. El obtención de la potencia ocupada por los ventiladores del ACC se muestra en el final de esta subsección.

8.1.1. Central de Ciclo Binario Básico

Dada una temperatura de fluido geotermal y una temperatura de condensación, la potencia neta en las centrales de ciclo binario básico (fig. 8.1) varía igual que en las centrales simple flash con respecto a la presión (presión separador para centrales flash y presión del evaporador centrales de ciclo binario), donde se obtiene un máximo para una presión óptima.

Este procedimiento para obtener la presión del separador óptimo se repetirá para todos los fluidos de trabajo y las 2 temperaturas de condensación, para tener los datos suficientes para poder realizar un análisis de la central obteniendo su eficiencia de utilización, eficiencia térmica, pérdidas exergéticas en equipos, etc.

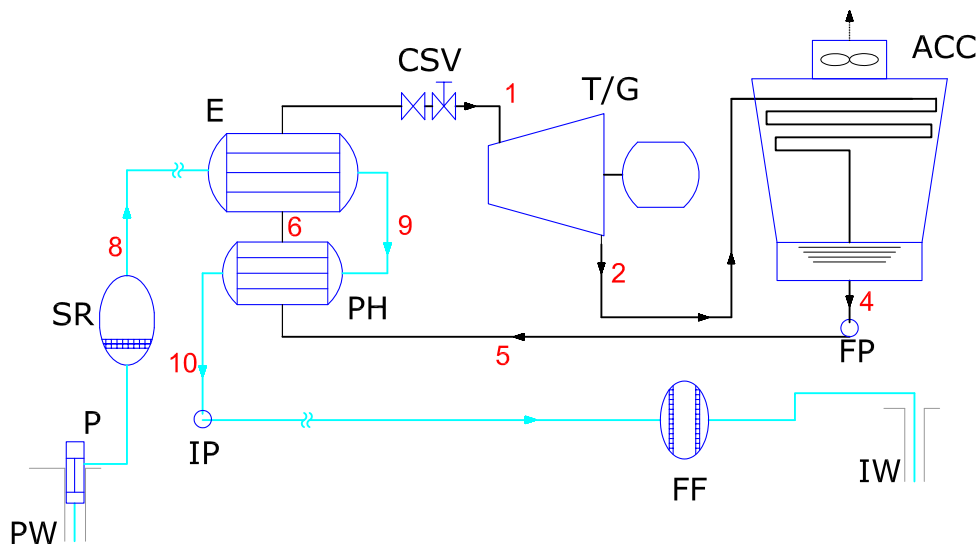


Figura 8.1: Central de Ciclo Binario Básico

8.1.2. Central de Ciclo Binario con IHE

En el caso de una central de Ciclo Binario con IHE (fig. 8.2) la obtención de la presión del evaporador óptima que maximice la potencia neta se hará ocupando el mismo procedimiento que para una central de ciclo binario básico ocupando la ecuación extra que rige un intercambiador de calor interno (ec. 6.28).

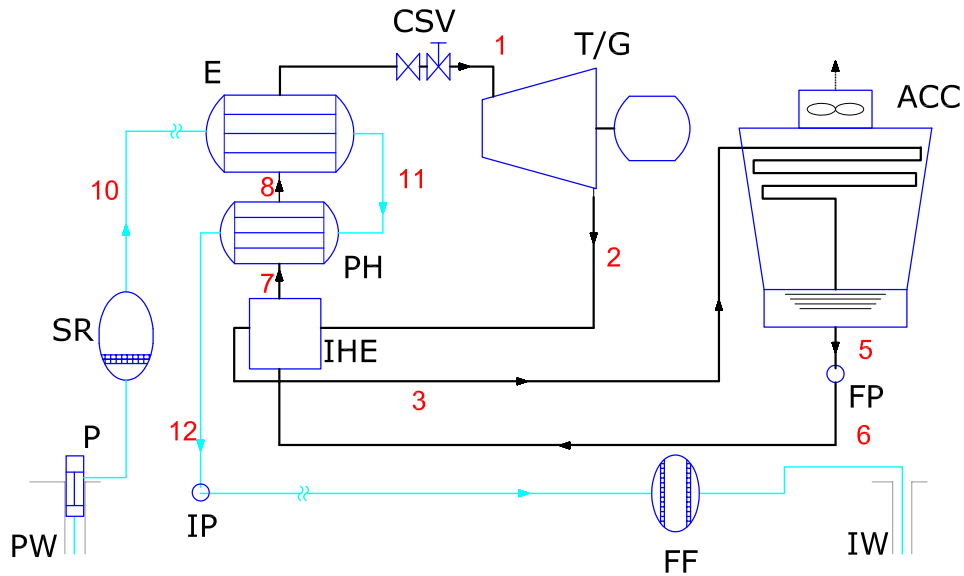


Figura 8.2: Ciclo Binario con Intercambiador de calor Interno (IHE)

8.1.3. Central de Ciclo Binario Regenerativo con IHE

Como se verá en los resultados, la presión óptima del evaporador que maximiza la potencia neta de una central de ciclo binario básico y una central de ciclo binario con IHE es la misma. Considerando esto, para la central de ciclo binario regenerativo con IHE, no se maximizará la potencia neta sino que se procedió a maximizar la eficiencia térmica del ciclo (ec. 6.52). Para realizar esto se consideró la misma presión óptima del evaporador que en las centrales de ciclo binario básico (y con IHE) y se varió la presión del vapor a la entrada del equipo de regeneración (OFOH) con la que se obtuviera la máxima eficiencia térmica de la central. La ecuación que rige el equipo de regeneración es 6.33. La figura 8.3 muestra un esquema simplificado de una central regenerativa con IHE.

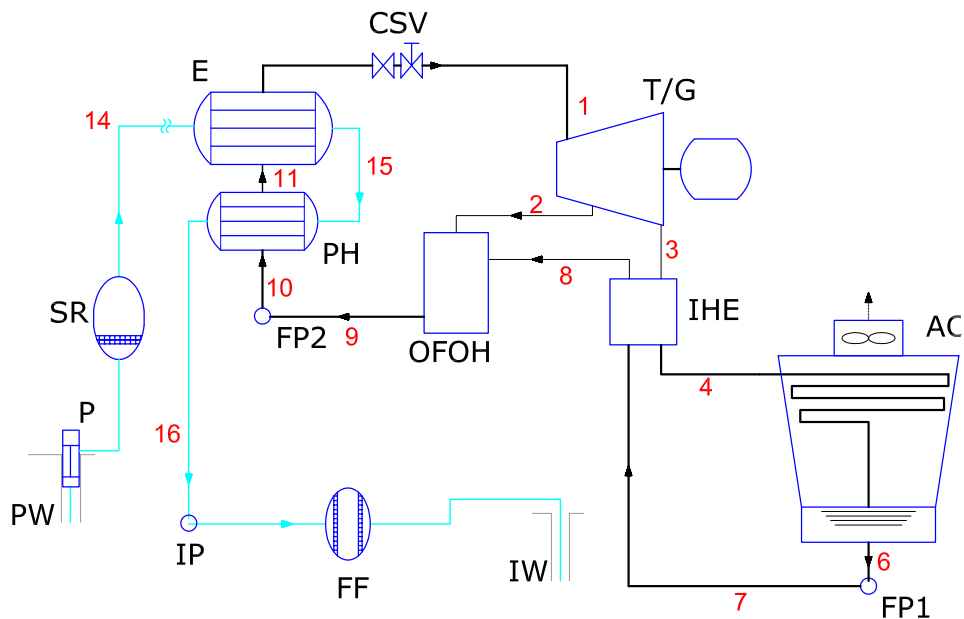


Figura 8.3: Ciclo Binario regenerativo con intercambiador de calor interno

8.1.4. Central de Ciclo de Doble Presión

En las centrales de ciclo binario de doble presión (figura 8.4) se deberá obtener la presión de evaporación óptima de los dos circuitos (alta presión y baja presión) y el porcentaje de flujo másico para el circuito de alta presión que maximicen la potencia neta. Para este caso se consideró una restricción adicional que dice que la temperatura de reinyección no debe ser menor 60 [°C] y en caso de que esto no fuera factible las más cercano posible. Esta restricción se agregó debido a que sin ella, para la presión de evaporación óptima se obtenían temperaturas de reinyección muy bajas (entre 0 y 40 [°C]).

8.1.5. Cálculo Potencia de ACC

La potencia del ACC se obtendrá de una página de cálculo de la empresa GEA Heat Exchangers [31], para la cual se necesita como parámetro de entrada, la temperatura de entrada, la temperatura a la salida y el calor transferido en el condensador, además de la temperatura y presión del aire. Estos parámetros de entrada se tienen de los resultados obtenidos con el programa EES. La figura 8.5 muestra la pantalla de ingreso de datos de la página.

Los resultados que entrega la página son el número de ventiladores para el ACC, potencia por ventilador, la temperatura de salida del aire entre otras características del condensador. La figura 8.6

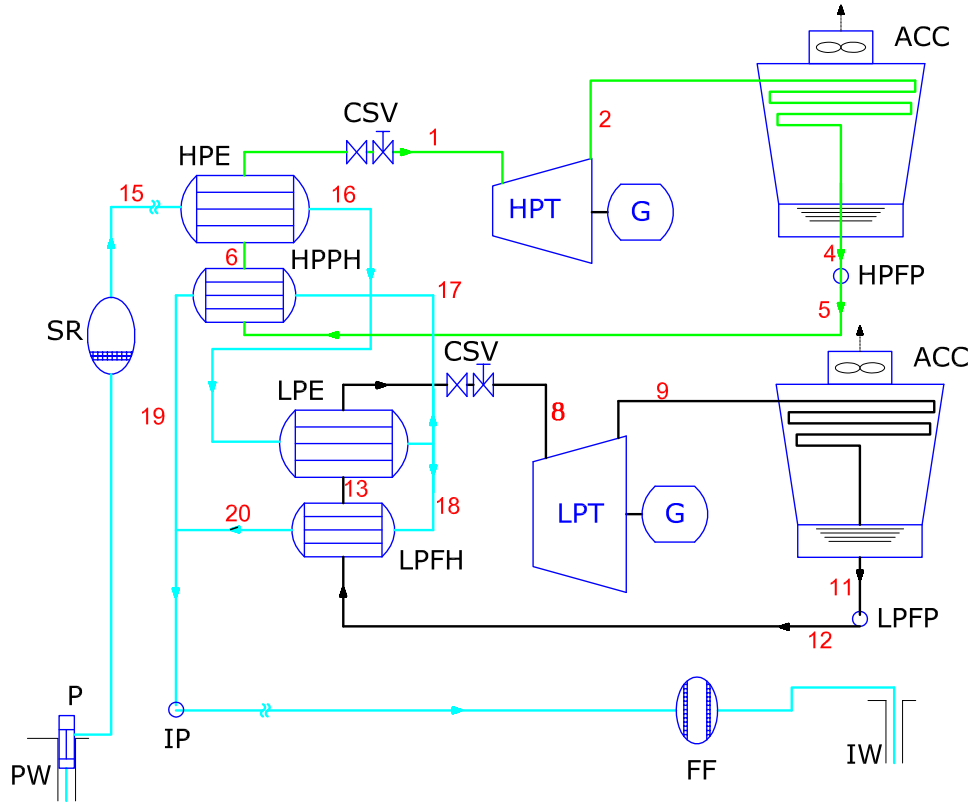


Figura 8.4: Central de Ciclo Binario de Doble Presión

muestra la pantalla de resultados de la página.

La potencia total del ACC viene dada por la potencia por ventilador multiplicada por el número de ellos.

AIRCOOLED HEAT EXCHANGER CALCULATOR

Process		Environment	
Inlet Temperature	<input type="text" value="41.1"/> deg C	Ambient Temperature	<input type="text" value="11"/> deg C
Required Outlet Temperature	<input type="text" value="25"/> deg C	<input type="radio"/> Barometric Pressure	<input type="text" value="101.3"/> kPa
Duty	<input type="text" value="36.1"/> MW	<input type="radio"/> Site Elevation	
Description	<input type="text" value="Hydrocarbon Condensing"/>		

This program is the property of GEA Aircooled Systems (Pty) Ltd. The information generated shall not be binding unless confirmed in writing by GEA. GEA retains the right to amend the program without prior notice.
GEA Aircooled Systems (Pty) Ltd., July 2004 - 2007

Figura 8.5: Pantalla de Ingreso de Datos

AIRCOOLED HEAT EXCHANGER - CALCULATION RESULTS

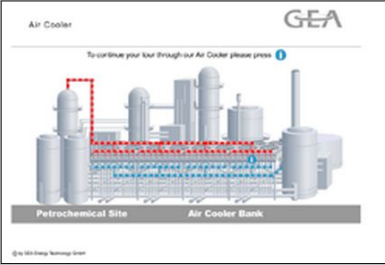
<p>Design Requirements</p> <table border="0" style="width: 100%;"> <tr><td>Inlet Temperature</td><td>41.1</td><td>deg C</td></tr> <tr><td>Required Outlet Temperature</td><td>25</td><td>deg C</td></tr> <tr><td>Duty</td><td>36.1</td><td>MW</td></tr> <tr><td>Ambient Temperature</td><td>11</td><td>deg C</td></tr> <tr><td>Barometric Pressure</td><td>101.3</td><td>kPa</td></tr> <tr><td>Description</td><td colspan="2">Hydrocarbon Condensing</td></tr> </table> <p>Operating Point</p> <table border="0" style="width: 100%;"> <tr><td>Exhaust Air Temperature</td><td>18.04</td><td>deg C</td></tr> <tr><td>Inlet Face Velocity</td><td>3.79</td><td>m/s</td></tr> <tr><td>Airside Pressure Drop</td><td>160</td><td>Pa</td></tr> </table> <p>Geometry</p> <table border="0" style="width: 100%;"> <tr><td>Number of Bays</td><td>16</td><td>-</td></tr> <tr><td>Number of Bundles</td><td>32</td><td>-</td></tr> <tr><td>Tube Length</td><td>11.63</td><td>m</td></tr> <tr><td>Number of Tubes per Bundle</td><td>183</td><td>-</td></tr> </table>	Inlet Temperature	41.1	deg C	Required Outlet Temperature	25	deg C	Duty	36.1	MW	Ambient Temperature	11	deg C	Barometric Pressure	101.3	kPa	Description	Hydrocarbon Condensing		Exhaust Air Temperature	18.04	deg C	Inlet Face Velocity	3.79	m/s	Airside Pressure Drop	160	Pa	Number of Bays	16	-	Number of Bundles	32	-	Tube Length	11.63	m	Number of Tubes per Bundle	183	-	 <p>Fans</p> <table border="0" style="width: 100%;"> <tr><td>Number of Fans</td><td>32</td><td>-</td></tr> <tr><td>Fan Size</td><td>16</td><td>ft</td></tr> <tr><td>Power per Fan</td><td>31.6</td><td>kW</td></tr> </table> <p>Overall size</p> <table border="0" style="width: 100%;"> <tr><td>Bundle Face Area</td><td>1082.7</td><td>m2</td></tr> <tr><td>Total Plot Area</td><td>1306</td><td>m2</td></tr> </table> <div style="text-align: center; margin-top: 5px;"> <input type="button" value="Back"/> <input type="button" value="Print"/> </div> <p style="font-size: x-small; text-align: center;">GEA Aircooled Systems (Pty) Ltd., July 2004 - 2007 All rights reserved</p>	Number of Fans	32	-	Fan Size	16	ft	Power per Fan	31.6	kW	Bundle Face Area	1082.7	m2	Total Plot Area	1306	m2
Inlet Temperature	41.1	deg C																																																					
Required Outlet Temperature	25	deg C																																																					
Duty	36.1	MW																																																					
Ambient Temperature	11	deg C																																																					
Barometric Pressure	101.3	kPa																																																					
Description	Hydrocarbon Condensing																																																						
Exhaust Air Temperature	18.04	deg C																																																					
Inlet Face Velocity	3.79	m/s																																																					
Airside Pressure Drop	160	Pa																																																					
Number of Bays	16	-																																																					
Number of Bundles	32	-																																																					
Tube Length	11.63	m																																																					
Number of Tubes per Bundle	183	-																																																					
Number of Fans	32	-																																																					
Fan Size	16	ft																																																					
Power per Fan	31.6	kW																																																					
Bundle Face Area	1082.7	m2																																																					
Total Plot Area	1306	m2																																																					

Figura 8.6: Pantalla de Resultado de datos

8.2. Resultados de distintas Centrales de Ciclo Binario

Los resultados de las centrales de ciclo binario se obtuvieron ocupando el programa Equation Engineering Solver (EES). Este programa ocupa un método iterativo de aproximación cuadrática con el que encuentra el/los valores que optimiza una función objetivo.

A continuación se presentan los resultados para las centrales de ciclo binario estudiadas, considerando las condiciones iniciales, y los fluidos de trabajo.

8.2.1. Ciclo Binario Básico

La figura 8.7 muestra un diagrama T-s de los resultados de la optimización de una central de ciclo binario básico para el caso de una temperatura de condensación de 40 [°C] y fluido de trabajo R114. Los valores de los propiedades termodinámicas, flujo másico de los puntos que se muestran en la figura 8.7 se muestra en la tabla 8.2.

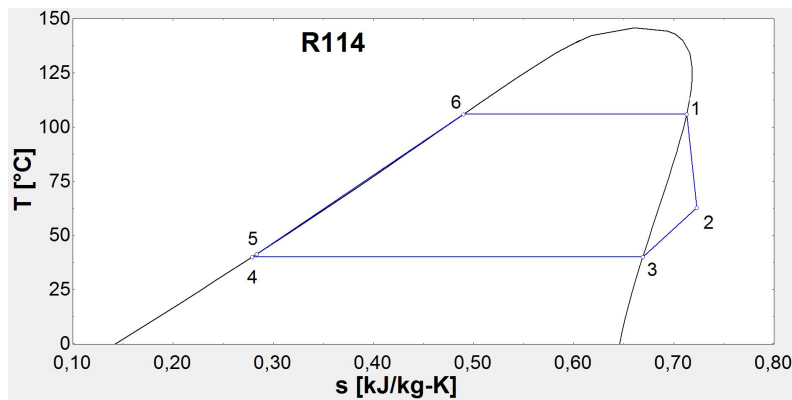


Figura 8.7: Diagrama T-s de una Central de Ciclo Binario Básico. Fluido de Trabajo: R114. $T_{cond} = 40$ [°C]

En la tabla 8.3 se muestran los resultados del proceso de optimización de una central de ciclo binario básico para los distintos fluidos de trabajo y temperatura de condensación de 25 y 40 [°C]. En la tabla se puede observar que presión de evaporación óptima varía con los fluidos de trabajo y la temperatura de condensación. En el caso del isobutano se tiene la misma presión de evaporación óptima, esto se al comportamiento de la presión óptima del evaporador del isobutano con respecto a la temperatura del fluido geotermal, ya que para una temperatura de fluido geotermal mayor a 152 [°C] la presión óptima se dispara a la presión crítica (36,6 [bar]), por este motivo se agregó la restricción al isobutano de que la presión de evaporación no puede ser mayor a 25 [bar].

Tabla 8.2: Propiedades Termodinámicas de una Central de Ciclo Binario Básico. Fluido de Trabajo: R114. $T_{cond} = 40$ [°C]

Estado	Fluido	Presión [bar]	Temperatura [°C]	Entalpía [kJ/kg]	Entropía [kJ/kgK]	Calidad del vapor	Exergía [kJ/kg]	Flujo másico [kg/s]
1	R114	15,8	105,9	234,6	0,713	1	40,4	249,5
2	R114	3,4	62,8	215,8	0,723	100	18,8	249,5
3	R114	3,4	40,0	198,4	0,669	1	16,6	249,5
4	R114	3,4	40,0	76,3	0,279	0	5,2	249,5
5	R114	15,8	41,4	77,7	0,284	-100	5,4	249,5
6	R114	15,8	105,9	150,2	0,490	0	19,2	249,5
7	R114	15,8	105,9	234,6	0,713	1	40,4	249,5
8	Fluido Geotermal	6,2	160,0	675,7	1,943	0	124,8	100,0
9	Fluido Geotermal	1,5	110,9	465,0	1,428	0	60,3	100,0
10	Fluido Geotermal	0,3	68,7	287,5	0,939	0	21,8	100,0

Además en la tabla 8.3 se muestra la potencia neta, trabajo específico, flujo másico del fluido de trabajo, el calor transferido dentro del condensador cuyo valor se ocupó después para obtener la potencia del ACC, temperatura de reinyección del fluido geotermal, eficiencia de utilización y térmica de la central. Además se agregan los resultados obtenidos de la página del ACC, como el número de ventiladores, potencia por ventilador y temperatura a la salida del aire.

Tabla 8.3: Resultados Central de Ciclo Binario Básica

T° de Condensación Fluido de Trabajo	$T_{cond} = 40$ [°C]				$T_{cond} = 25$ [°C]			
	Isopentano	Isobutano	n-pentano	R114	Isopentano	Isobutano	n-pentano	R114
Presión Evaporación [bar]	7,5	25,0	6,1	15,8	6,5	25,0	5,2	13,9
Potencia Neta [MW]	3,6	4,1	3,5	3,8	4,6	5,2	4,5	4,9
Trabajo específico [kJ/kg]	43,2	40,0	45,4	15,1	50,4	50,0	52,5	18,5
Flujo másico [kg/s]	84,0	103,1	78,1	249,5	91,2	103,1	85,8	263,9
Calor Condensador [MW]	31,8	35,0	31,0	35,0	36,0	37,0	35,0	39,0
T° Reinyección [°C]	76,2	67,8	77,7	68,7	63,0	58,8	64,7	54,4
Efic. de utilización [%]	32,7	37,7	32,1	34,7	43,5	49,4	42,7	46,4
Efic. Térmica [%]	11,4	12	11,4	11,2	13,2	14,3	13,1	12,9
N° de Ventiladores	16	18	14	16	26	30	26	28
Potencia por Ventilador [kW]	29,2	32,7	32,6	32,9	32	33,4	31,3	32,4
Potencia ACC [kW]	467	589	456	526	832	1002	814	907
T° Salida Aire [°C]	24,4	22,7	24,4	24,0	19,5	22,0	19,5	19,5

En la tabla 8.4 se muestran las pérdidas exegéticas y potencia neta para diferentes fluidos de trabajo y temperatura de condensación de 25 y 40 [°C]. Le exergía total de las centrales en todos los casos debería

ser 12.480 [kW] que es la energía del fluido geotermal a una temperatura de 160 [°C] y una temperatura y presión de estado muerto de 11 [°C] y 1 [bar] respectivamente. Se puede observar en los resultados que la exergía total de centrales casi no varía con respecto a la exergía tota ideal considerándose los resultados como correctos.

Tabla 8.4: Pérdidas Exergéticas Central de Ciclo Binario Básico

T° de Condensación	$T_{cond} = 40$ [°C]				$T_{cond} = 25$ [°C]			
	Isopentano	Isobutano	n-pentano	R114	Isopentano	Isobutano	n-pentano	R114
Condensador [kW]	3092	3302	3065	3379	1891	1862	1895	2081
Potencia ACC [kW]	467,2	588,6	456,4	526,4	832	1002	813,8	907,2
Evaporador [kW]	1359	875	1377	1163	1731	872	1760	1476
Precalentador [kW]	560	595	547	399	757	890	745	579
Bomba [kW]	19	86	14	321	20	95	15	328
Reinyección [kW]	2737	2112	2861	2175	1792	1526	1900	1272
Turbina [kW]	625	800	610	704	860	1068	841	955
Potencia Neta [kW]	3613	4121	3544	3804	4598	5158	4506	4883
Total exergía [kW]	12472	12480	12474	12471	12481	12473	12476	12481

8.2.2. Ciclo Binario Con IHE

La figura 8.8 muestra un diagrama T-s de los resultados de la optimización de una central de ciclo binario con IHE para el caso de una temperatura de condensación de 25 [°C] y fluido de trabajo isobutano. Los valores de las propiedades termodinámicas, flujo másico de los puntos que se muestran en la figura 8.8 se muestran en la tabla 8.5.

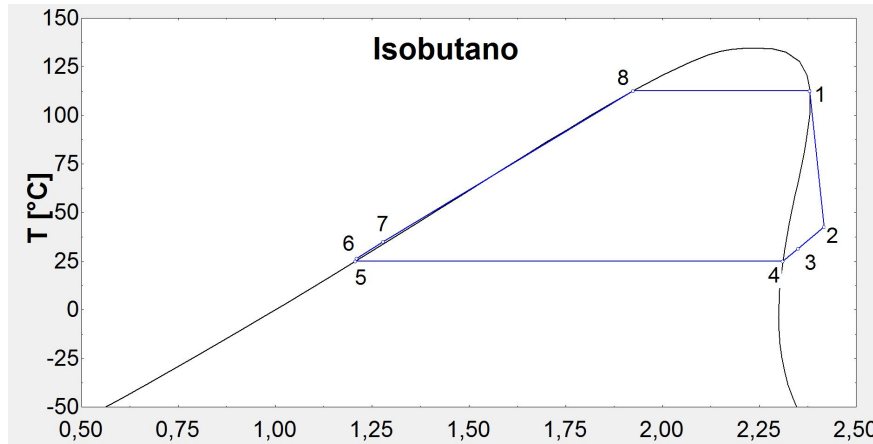


Figura 8.8: Diagrama T-s de una Central de Ciclo Binario con IHE. Fluido de Trabajo: Isobutano. $T_{cond} = 25$ [°C]

Tabla 8.5: Propiedades Termodinámicos de una Central de Ciclo Binario con IHE. Fluido de Trabajo: Isopentano. $T_{cond} = 25$ [°C]

Estado	Fluido	Presión [bar]	Temperatura [°C]	Entalpía [kJ/kg]	Entropía [kJ/kgK]	Calidad del vapor	Exergía [kJ/kg]	Flujo másico [kg/s]
1	Isobutano	25,0	112,7	685,8	2,380	1	125,7	103,1
2	Isobutano	3,5	42,8	621,1	2,417	100	50,7	103,1
3	Isobutano	3,5	31,5	600,4	2,350	100	48,9	103,1
4	Isobutano	3,5	25,0	588,5	2,311	1	48,3	103,1
5	Isobutano	3,5	25,0	259,4	1,207	0	32,6	103,1
6	Isobutano	25,0	26,5	264,3	1,210	-100	36,6	103,1
7	Isobutano	25,0	34,9	285,1	1,279	-100	38,0	103,1
8	Isobutano	25,0	112,7	509,8	1,924	0	79,2	103,1
9	Isobutano	25,0	112,7	685,8	2,380	1	125,7	103,1
10	Fluido Geotermal	6,2	160,0	675,7	1,943	0	124,8	100,0
11	Fluido Geotermal	1,8	117,7	494,2	1,503	0	68,1	100,0
12	Fluido Geotermal	0,2	63,8	267,1	0,879	0	18,4	100,0

En la tabla 8.6 se muestran los resultados del proceso de optimización de una central de ciclo binario con IHE para los distintos fluidos de trabajo y temperatura de condensación de 25 y 40 [°C]. Al igual que

en el caso de una central de ciclo binario básico se puede observar que presión de evaporación óptima varía con los fluidos de trabajo y la temperatura de condensación. Además se ve que las presiones de evaporación son las mismas. La potencia Neta tiene una pequeña variación debido a la potencia ocupada por los ventiladores del ACC, ya que la potencia generada en la turbina así como la potencia requerida en la bomba son la misma que para la central de ciclo binario básica. Las mayores diferencias se notan en la temperatura de reinyección, el calor transferido en el condensador y en la eficiencia térmica. En el caso del isobutano se considera la misma restricción que en el caso de una central de ciclo binario básico.

Los resultados mostrados en la tabla 8.6 son: potencia neta, trabajo específico, flujo másico del fluido de trabajo, el calor transferido dentro del condensador cuyo valor se ocupó después para obtener la potencia del ACC, temperatura de reinyección del fluido geotermal, eficiencia de utilización y térmica de la central. Además se agregan los resultados obtenidos de la página del ACC, como el número de ventiladores, potencia por ventilador y temperatura a la salida del aire.

Tabla 8.6: Resultados Central de Ciclo Binario con IHE

T° de Condensación	$T_{cond}=40$ [°C]				$T_{cond}=25$ [°C]			
	Isopentano	Isobutano	n-pentano	R114	Isopentano	Isobutano	n-pentano	R114
Presión Evaporación [bar]	7,5	25,0	6,1	15,8	6,5	25,0	5,2	13,9
Potencia Neta [MW]	3,7	4,1	3,6	3,9	4,7	5,2	4,6	5,0
Trabajo específico [kJ/kg]	43,8	40,2	45,9	15,4	51,0	50,5	53,3	18,6
Flujo másico [kg/s]	84,0	103,1	78,1	249,5	91,2	103,0	85,8	266,3
Calor Condensador [MW]	28,8	33,4	28,4	31,7	32,5	35,2	32,2	35,4
T° Reinyección [°C]	83,3	71,1	84,3	76,0	71,3	63,8	72,3	63,8
Efic. de utilización [%]	32,7	37,7	32,1	34,7	43,5	49,4	42,6	46,4
Efic. Térmica [%]	12,5	12,5	12,4	12,1	14,4	15,1	14,3	12,4
Número de Ventiladores	14	18	14	16	24	30	24	26
Potencia por Ventilador [kW]	30,3	31,2	29,9	29,8	31,3	31,8	31,2	31,7
Potencia ACC [kW]	424	562	419	477	751	954	749	824
T° de Salida Aire [°C]	24,4	22,7	24,4	24,1	19,5	18,3	19,5	19,5

En la tabla 8.7 se muestran las pérdidas exergéticas y potencia neta para diferentes fluidos de trabajo y temperatura de condensación de 25 y 40 [°C]. Al igual que las centrales de ciclo binario básico la exergía total casi no varía con respecto a la exergía total ideal. El hecho de agregar un intercambiador de calor interno implica una disminución en las pérdidas exergéticas del precalentador, condensador y potencia ACC, con un aumento en la perdidas por reinyección.

Tabla 8.7: Pérdidas Exergéticas Central de Ciclo Binario con IHE

T° de Condensación	$T_{cond} = 40$ [°C]				$T_{cond} = 25$ [°C]			
Fluido de Trabajo	Isopentano	Isobutano	n-pentano	R114	Isopentano	Isobutano	n-pentano	R114
Condensador [kW]	2685	3122	2690	2959	1549	1680	1584	1692
Potencia ACC [kW]	424	562	419	477	751	954	749	824
Evaporador [kW]	1359	872	1377	1163	1731	872	1760	1476
Precaentador [kW]	329	504	324	230	446	715	445	327
IHE [kW]	58	24	55	41	78	41	73	71
Bomba [kW]	19	86	14	321	20	95	15	328
Reinyección [kW]	3320	2359	3403	2724	2367	1841	2437	1840
Turbina [kW]	625	800	610	704	860	1068	841	955
Potencia Neta [kW]	3656	4148	3581	3853	4679	5206	4571	4966
Total exergía [kW]	12475	12477	12473	12472	12481	12472	12475	12479

8.2.3. Ciclo Binario Regenerativo con IHE

La figura 8.9 muestra un diagrama T-s de los resultados de la optimización de una central de ciclo binario regenerativo con IHE para el caso de una temperatura de condensación de 40 [°C] y fluido de trabajo n-pentano. Las propiedades termodinámicas y flujo másico de los puntos que se muestran en la figura 8.9 se muestra en la tabla 8.8.

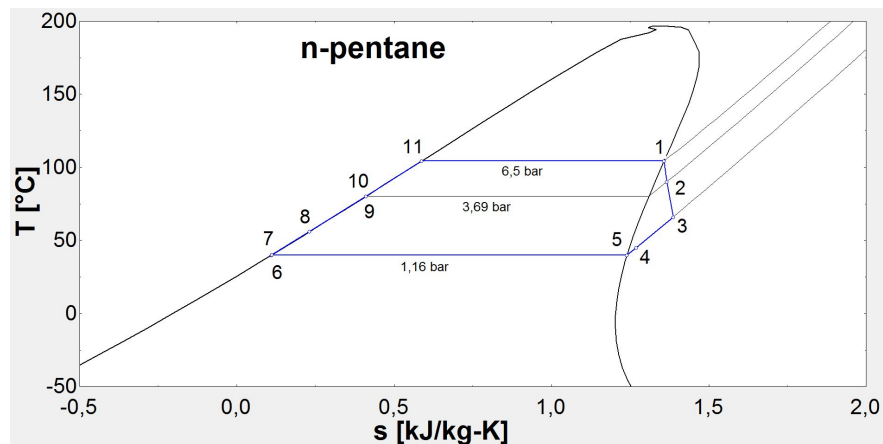


Figura 8.9: Diagrama T-s de una Central de Ciclo Binario Regenerativo con IHE. Fluido de Trabajo: n-pentano.
 $T_{cond} = 40$ [°C]

En la tabla 8.3 se muestran los resultados del proceso de optimización de la eficiencia térmica de una central para los distintos fluidos de trabajo y temperatura de condensación de 25 y 40 [°C] considerando las presiones de evaporación de la tabla 8.2. Las presiones de regeneración y porcentaje del vapor de

Tabla 8.8: Estados Termodinámicos de una Central de Ciclo Binario Regenerativo con IHE. Fluido de Trabajo: n-pentano. $T_{cond} = 40$ [°C]

Estado	Fluido	Presión [bar]	Temperatura [°C]	Entalpía [kJ/kg]	Entropía [kJ/kgK]	Calidad del vapor	Exergía [kJ/kg]	Flujo másico [kg/s]
1	n-pentano	6,5	104,3	489,9	1,358	1	105,7	74,6
2	n-pentano	3,7	90,2	472,0	1,367	100	85,3	11,5
3	n-pentano	1,2	66,0	435,3	1,387	100	42,9	63,2
4	n-pentano	1,2	45,1	396,8	1,270	100	37,7	63,2
5	n-pentano	1,2	40,0	387,5	1,240	1	36,8	63,2
6	n-pentano	1,2	40,0	33,2	0,111	0	3,3	63,2
7	n-pentano	3,7	40,1	33,7	0,111	-100	3,7	63,2
8	n-pentano	3,7	56,0	72,2	0,231	-100	8,2	63,2
9	n-pentano	3,7	80,2	133,6	0,411	0	18,5	74,6
10	n-pentano	6,5	80,4	134,2	0,411	-100	19,0	74,6
11	n-pentano	6,5	104,3	198,7	0,587	0	33,4	74,6
12	n-pentano	6,5	104,3	489,9	1,358	1	105,7	74,6
14	Fluido Geotermal	6,2	160,0	675,7	1,943	0	124,8	100,0
15	Fluido Geotermal	1,4	109,3	458,5	1,411	0	58,6	100,0
16	Fluido Geotermal	0,9	98,1	411,0	1,285	0	46,9	100,0

regeneración varían con los fluidos de trabajo y las presiones de condensación. La potencia neta disminuye por el porcentaje de flujo másico que se le extrae a la turbina para el proceso de regeneración. El hecho de agregarle OFOH a una central de ciclo binario trae consigo un aumento en la eficiencia térmica en perjuicio de la potencia neta.

Además en la tabla 8.3 se muestra la potencia neta, trabajo específico, flujo másico del fluido de trabajo, el calor transferido dentro del condensador cuyo valor se ocupó después para obtener la potencia del ACC, temperatura de reinyección del fluido geotermal, eficiencia de utilización y térmica de la central. Además se agregan los resultados obtenidos de la página del ACC, como el número de ventiladores, potencia por ventilador y temperatura a la salida del aire.

Los resultados mostrados en la tabla 8.9 son: Presión evaporación y regeneración, porcentaje de flujo másico extraído de la turbina, potencia neta, trabajo específico, flujo másico del fluido de trabajo, el calor transferido dentro del condensador cuyo valor se ocupó después para obtener la potencia del ACC, temperatura de reinyección del fluido geotermal, eficiencia de utilización y térmica de la central. Además se agregan los resultados obtenidos de la página del ACC, como el número de ventiladores, potencia por ventilador y temperatura a la salida del aire.

Tabla 8.9: Resultados Central de Ciclo Binario Regenerativo con IHE

T° de Condensación	$T_{cond} = 40[°C]$				$T_{cond} = 25[°C]$			
	Isopentano	Isobutano	n-pentano	R114	Isopentano	Isobutano	n-pentano	R114
Fluido de Trabajo								
Presión Evaporación [bar]	7,5	25	6,1	15,8	6,5	25	5,2	13,9
Presión Regeneración [bar]	4,4	13,2	3,5	9	3,4	11,6	2,7	7,3
y	15,5	25,1	14,7	20,7	16,4	26,9	15,6	21,2
Potencia Neta [MW]	3,3	3,5	3,2	3,4	4,2	4,3	4,1	4,3
Trabajo específico [kJ/kg]	39,2	34,0	41,7	13,5	45,6	42,1	48,3	16,1
Flujo másico [kg/s]	84,0	103,1	77,9	249,3	91,6	103,1	85,6	266,7
Calor Condensador [MW]	24,3	24,9	24,1	25,0	27,1	25,6	27,1	27,8
T° Reinyección [°C]	94,8	92,9	95,2	93,1	85,5	88,7	85,6	83,5
Efic. de utilización [%]	29,2	31,4	28,9	29,9	38,6	40,4	38,1	39,7
Efic. Térmica [%]	13,1	13,7	13	13	15,2	16,6	15	15,2
N° de Ventiladores	12	14	12	12	20	22	20	20
Potencia por Ventilador [kW]	29,8	29,9	29,5	31,4	31,2	31,5	31,4	32,4
Potencia ACC [kW]	358	419	354	377	624	693	628	648
T° de Salida Aire [°C]	21,1	22,7	22,4	24,1	19,6	18,3	19,5	19,5

En la tabla 8.10 se muestran las pérdidas exergéticas y potencia neta para diferentes fluidos de trabajo y temperatura de condensación de 25 y 40 [°C]. AL igual que las centrales de ciclo binario básico y con IHE la exergía total casi no varía con respecto a la exergía total ideal. Debido que el OFOH cumple una función parecida al IHE trae consigo las mismas consecuencias en las pérdidas exergéticas que son una disminución en las pérdidas del precalentador, condensador y potencia ACC, con un aumento en la perdidas por reinyección.

Tabla 8.10: Pérdidas Exergéticas Central de Ciclo Binario Regenerativo con IHE

T° de Condensación	$T_{cond} = 40[°C]$				$T_{cond} = 25[°C]$			
	Isopentano	Isobutano	n-pentano	R114	Isopentano	Isobutano	n-pentano	R114
Condensador [kW]	2266	2323	2283	2331	1290	1221	1332	1327
Potencia ACC [kW]	358	419	354	377	624	693	628	648
Evaporador [kW]	1357	872	1364	1160	1717	872	1749	1484
Precalentador [kW]	95	142	96	16	130	189	129	38
IHE [kW]	59	21	48	35	66	34	63	59
OFOH [kW]	116	263	113	125	170	369	166	195
Bomba [kW]	17	78	13	272	18	85	13	273
Reinyección [kW]	4364	4187	4409	4201	3507	3796	3515	3336
Turbina [kW]	559	670	548	605	761	875	749	814
Potencia Neta [kW]	3292	3501	3246	3353	4196	4337	4132	4302
Total exergía [kW]	12483	12476	12474	12475	12479	12471	12476	12476

8.2.4. Ciclo Binario de Doble Presión

La figura 8.10 muestra un diagrama T-s de los resultados de la optimización de una central de ciclo binario de doble presión para el caso de una temperatura de condensación 27 y 23 [°C] para los circuitos de alta y baja presión respectivamente y fluido de trabajo R114. En la figura se presenta esta variación de la temperatura de condensación para mayor claridad de los puntos del ciclo. Los valores de las propiedades termodinámicas y flujos másicos de los puntos para una temperatura de condensación de 25 [°C] para ambos ciclos (alta presión y baja presión) se muestran en la tabla 8.11

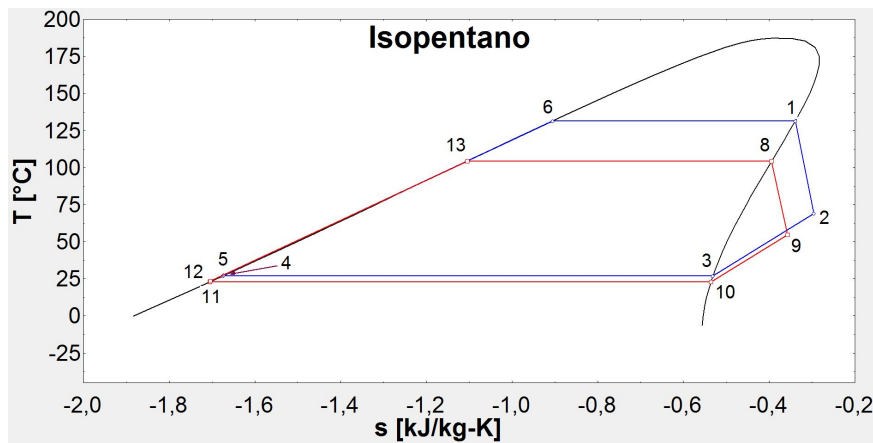


Figura 8.10: Diagrama T-s de una Central de Ciclo Binario de Doble Presión. Fluido de trabajo: Isopentano. $T_{cond} = 25$ [°C]

En la tabla 8.12 se muestran los resultados del proceso de optimización de una central de ciclo binario de doble presión para los distintos fluidos de trabajo y temperatura de condensación de 25 y 40 [°C]. Como se mencionó en los métodos de optimización de esta central se consideró la restricción de temperatura de reinyección mayores de 60 [°C].

Analizando el isobutano para una temperatura de 25 [°C] vemos que es el único caso en donde no llega a la temperatura mínima requerida, además se observa para este fluido de trabajo que para ambas temperaturas de condensación el porcentaje del fluido geotermal que va al circuito de alta presión es mayor al 90 % . Esta desproporción hace que se descarte de inmediato como fluido de trabajo para una central de ciclo binario de doble presión. Para los demás fluidos de trabajo el porcentaje máximo necesario para el circuito de alta presión varía entre 58 y 70%. Otra característica de este tipo de central es que tienen una mayor potencia debido a que hay un mejor aprovechamiento de la exergía del fluido geotermal.

Los resultados mostrados en la tabla 8.12 son para ambos circuitos: Presión evaporación, porcentaje

Tabla 8.11: Estados Termodinámicos de una Central de Ciclo Binario de Doble Presión. Fluido de trabajo: Isopentano. $T_{cond} = 25$ [°C]

Estado	Fluido	Presión [bar]	Temperatura [°C]	Entalpía [kJ/kg]	Entropía [kJ/kgK]	Calidad del vapor	Exergía [kJ/kg]	Flujo másico [kg/s]
1	Isopentano	13,6	132,1	157,9	-0,3	1	124,7	43,4
2	Isopentano	0,9	68,0	71,7	-0,3	100	25,7	43,4
3	Isopentano	0,9	25,0	-5,3	-0,5	1	17,1	43,4
4	Isopentano	0,9	25,0	-350,0	-1,7	0	0,8	43,4
5	Isopentano	13,6	25,7	-347,5	-1,7	-100	2,8	43,4
6	Isopentano	13,6	132,1	-70,2	-0,9	0	56,4	43,4
7	Isopentano	13,6	132,1	157,9	-0,3	1	124,7	43,4
8	Isopentano	7,9	104,4	116,9	-0,4	1	99,8	44,1
9	Isopentano	0,9	56,2	49,8	-0,4	100	22,3	44,1
10	Isopentano	0,9	25,0	-5,3	-0,5	1	17,1	44,1
11	Isopentano	0,9	25,0	-350,0	-1,7	0	0,8	44,1
12	Isopentano	7,9	25,4	-348,6	-1,7	-100	1,9	44,1
13	Isopentano	7,9	104,4	-151,1	-1,1	0	33,4	44,1
14	Isopentano	7,9	104,4	116,9	-0,4	1	99,8	44,1
15	Fluido Geotermal	6,2	160,0	675,7	1,9	0	124,8	100,0
16	Fluido Geotermal	3,3	137,1	576,8	1,7	0	92,3	100,0
17	Fluido Geotermal	1,4	109,4	458,6	1,4	0	58,7	58,0
18	Fluido Geotermal	1,4	109,4	458,6	1,4	0	58,7	42,0
19	Fluido Geotermal	0,2	60,0	251,2	0,8	0	16,0	58,0
20	Fluido Geotermal	0,2	60,0	251,2	0,8	0	16,0	42,0

del fluido geotermal al circuito de alta presión, potencia neta, trabajo específico, flujo másico del fluido de trabajo, el calor transferido dentro del condensador cuyo valor se ocupó después para obtener la potencia del ACC, temperatura de reinyección del fluido geotermal, eficiencia de utilización y térmica de la central. Además se agregan los resultados obtenidos de la página del ACC, como el número de ventiladores, potencia por ventilador y temperatura a la salida del aire.

En la tabla 8.13 se muestran las pérdidas exegéticas y potencia neta para diferentes fluidos de trabajo y temperatura de condensación de 25 y 40 [°C]. AL igual que las centrales estudiadas anteriormente la exergía total casi no varía con respecto a la exergía total ideal. La central de doble presión trae consigo una disminución en las pérdidas reinyección con su respectivo aumento de potencia neta.

Tabla 8.12: Resultados Central de Ciclo Binario de doble presión

T° de Condensación	Ciclo Binario Doble Presión $T_{cond} = 40[^\circ\text{C}]$				Ciclo Binario Doble Presión $T_{cond} = 25[^\circ\text{C}]$			
	Isopentano	Isobutano	n-pentano	R114	Isopentano	Isobutano	n-pentano	R114
Fluido de Trabajo								
Presión Evaporación HP [bar]	12,8	27,3	10,4	25,8	13,6	28,9	10,9	29
Presión Evaporación LP [bar]	6,9	25,6	5,3	19,3	7,9	28	6,1	23
% Circuito Alta presión [%]	62	92	63	70	58	95	60	68
Potencia Neta [MW]	4,84	4,6	4,77	4,8	5,8	5,5	5,7	5,5
Trabajo específico [kJ/kg]	50,6	41,4	52,3	18,2	66,5	43,0	68,8	22,9
Flujo másico LP [kg/s]	48,3	100,9	46,4	170,8	43,1	118,7	43	154,7
Flujo másico LP [kg/s]	47,2	9,3	44,7	91	44,1	8,8	40,6	85
Flujo másico Total [kg/s]	95,5	110,2	91,1	261,8	87,2	127,5	83,6	239,7
Calor Condensador HP [MW]	19,4	34,1	19,5	24,2	18,3	36,1	19,0	23,1
Calor Condensador LP [MW]	17,7	3,2	17,6	12,9	17,6	1,8	17,0	12,9
T° Reinyección HP [°C]	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	54,8	60,0	60,0
T° Reinyección LP [°C]	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	59,8	60,0	60,0
Efic. de utilización [%]	42,9	41,7	42,4	42,5	52,3	52,4	52	50,4
Efic. Térmica [%]	12,6	12,2	12,5	12,5	15,4	14,7	15,3	14,8
N° de Ventiladores HP	8	18	8	12	12	32	12	16
Potencia por Ventilador HP [kW]	31,7	32,1	32,1	29,4	28,6	31,6	30,1	32,6
N° de Ventiladores LP	8	2	8	6	12	2	12	10
Potencia por Ventilador LP [kW]	33,1	27	33,4	31,5	31,9	24,7	31,5	27,9
Potencia ACC [kW]	518	632	524	542	726	1061	739	801
T° de Salida Aire [°C] HP	26,1	22,6	26,0	24,5	21,5	18,0	21,4	19,7
T° de Salida Aire [°C] LP	24,2	22,7	24,0	24,4	20,1	18,2	19,9	20,1

Tabla 8.13: Pérdidas Exergéticas Central de Ciclo Binario de Doble Presión

T° de Condensación	Ciclo Binario Doble Presión $T_{cond} = 40[^\circ\text{C}]$				Ciclo Binario Doble Presión $T_{cond} = 25[^\circ\text{C}]$			
	Isopentano	Isobutano	n-pentano	R114	Isopentano	Isobutano	n-pentano	R114
Condensadores [kW]	3530	3418	3558	3481	2032	1882	2049	1946
Potencia ACCs [kW]	518	632	524	542	726	1061	739	801
Evaporadores [kW]	889	707	866	453	725	590	788	278
Pre calentadores [kW]	261	560	343	107	555	891	522	470
Bombas [kW]	31	102	23	632	33	114	25	795
Reinyección [kW]	1599	1597	1599	1599	1599	1306	1599	1599
Turbinas [kW]	810	891	798	897	1011	1149	1002	1102
Potencia Neta [kW]	4836	4567	4765	4764	5795	5480	5749	5482
Toral exergía [kW]	12474	12474	12476	12475	12476	12473	12473	12473

Capítulo 9

Análisis de Resultados y Conclusiones

9.1. Análisis Centrales Flash

9.1.1. Variación de la Potencia Neta

Las centrales dobles flash generan entre un 11,1% y 24,6% más de potencia que las centrales simple flash con un promedio de 17%, esto se debe a que las centrales flash aprovechan mejor el calor remanente del fluido geotermal desde el separador debido a un segundo proceso de separación.

Además como era de esperarse para una mayor temperatura del fluido geotermal mayor potencia, para el caso estudiado de variar desde 240 [°C] a 289 [°C] la potencia neta aumentó un 51% promedio para las distintas curvas de productividad. La figura 9.1 muestra la diferencia en porcentajes de las distintas curvas de productividad estudiadas para las temperaturas del fluido geotermal de 240 y 289 [°C].

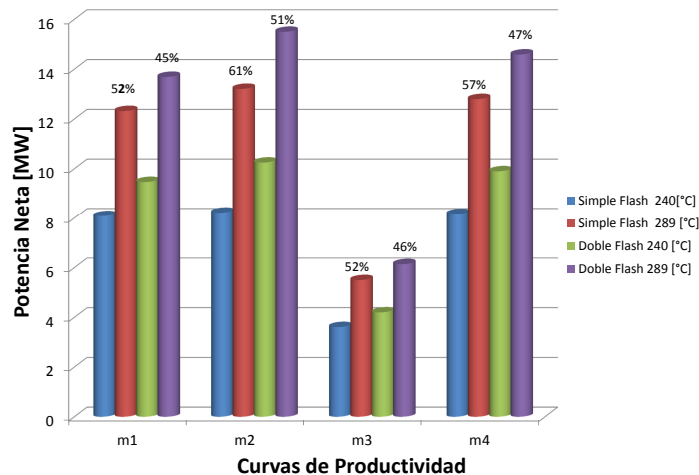


Figura 9.1: Gráfico de Potencia neta de Centrales Flash para los Distintos Escenarios Estudiados

Las curvas de producción de los pozos geotérmicos varían la potencia de la central geotérmica debido

principalmente a la temperatura óptima a la cual operará el separador, la que viene acompañado de su respectivo flujo másico.

9.1.2. Variación Temperatura Óptima del Separador Ciclónico

La temperatura (presión) óptima en los separadores ciclónicos para las centrales varía entre 129,9 y 160,2 [°C] (2,7 y 6,2 [bar]) para las simple flash y 139,9 y 168,8 [°C] (3,6 y 7,7 [bar]) para las doble flash. En el caso de las centrales doble flash se encuentran las presiones en el separador son más altas que los casos de las simple flash las que dan paso al segundo proceso de separación en el flasher con temperaturas que varían entre 92,5 y 105,4 [°C] (0,77 y 1,2 [bar]) las que aumentan el flujo másico en la turbina de baja presión aumentando la potencia.

En la figura 9.2 se muestra como varía la temperatura en el separador con las distintas curvas de producción. Ahí se ve que la temperatura (presión) óptima depende de la forma de la curva, alcanzando una variación de un 17 % en el caso de la central doble flash con una temperatura del fluido geotermal de 289 [°C]. La curva de productividad \dot{m}_2 es la que entrega presiones de operación del separador más altas y las curvas \dot{m}_1 y \dot{m}_3 las más bajas.

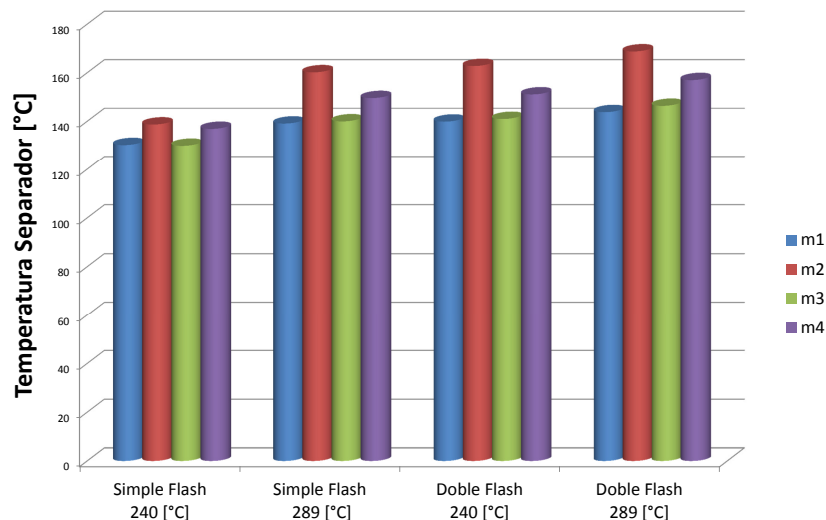


Figura 9.2: Gráfico de Temperatura de Separador Ciclónico para los Distintos Escenarios Estudiados

9.1.3. Variación de la Eficiencia de Utilización y Eficiencia Térmica

En la figura 9.3 se ve que las centrales doble flash tiene una mayor eficiencia de utilización con un promedio de 38,6 % y 40 % para las temperaturas del fluido geotermal de 240 y 289 [°C] respectivamente.

Por otro lado las centrales simple flash tienen eficiencia de utilización de 31,6 % y 33,9 %. Esto diferencia se debe al aprovechamiento de la exergía del fluido de desecho a la salida del separador.

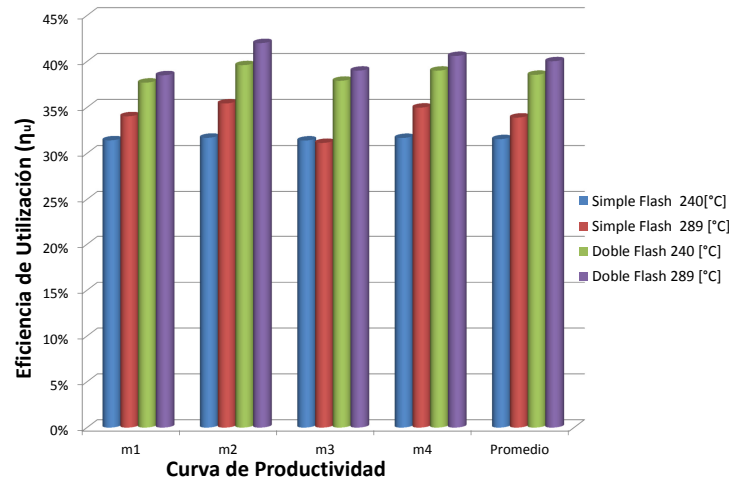


Figura 9.3: Gráfico de Eficiencia de Utilización para los Distintos Escenarios Estudiados

Al comparar las eficiencias térmicas (fig. 9.4) se observa que las centrales simple flash tienen mayor eficiencia que las doble flash, las primeras con un promedio de 14,3 % y 15,8 % para temperaturas de fluido geotermal de 240 y 289 [°C] respectivamente y las segundas con un promedio de 14,1 % y 15,3 % para temperaturas de fluido geotermal de 240 y 289 [°C] respectivamente. Esto se debe a que los resultados obtenidos se obtuvieron maximizando la potencia neta.

En el caso en que se maximizara la eficiencia de utilización los resultados anteriores se invertirían siendo las plantas doble flash las con mayor eficiencia térmica (figura 9.5 (b)). Este aumento de la eficiencia térmica se produce tanto en las centrales simple como doble flash, lo que a su vez trae consigo disminución de la potencia neta. La figura 9.5 (a) muestra la comparación de la potencia neta para ambos procesos de maximización (1.- Potencia Neta máxima. 2.- Eficiencia de utilización máxima) para la curva de productividad \dot{m}_4 (la figura 9.5 es representativa para todas las curvas de productividad). Allí se puede observar que el caso de una central doble flash con T_{geo} igual 289 [°C] la potencia neta disminuya drásticamente desde 12,3 [MW] a 4,9 [MW], esto se debe principalmente a que al maximizar la eficiencia de utilización no se considera el flujo másico sino los kilowatts generados por unidad de flujo másico es decir el trabajo específico [kW/(kg/s)].

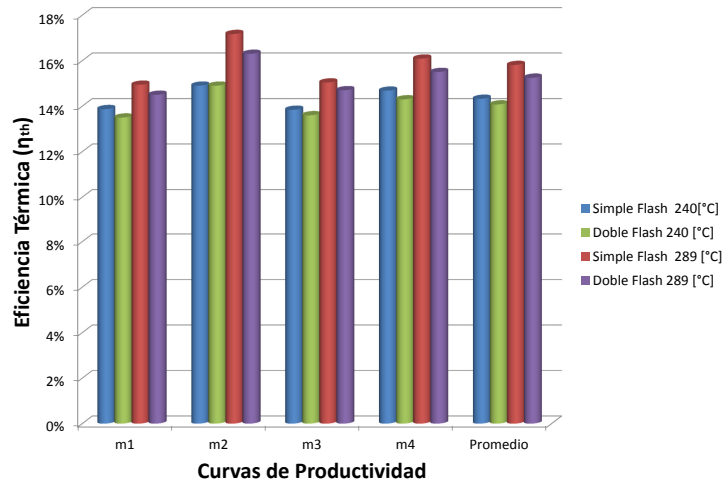


Figura 9.4: Gráfico de Eficiencia Térmica para los Distintos Escenarios Estudiados

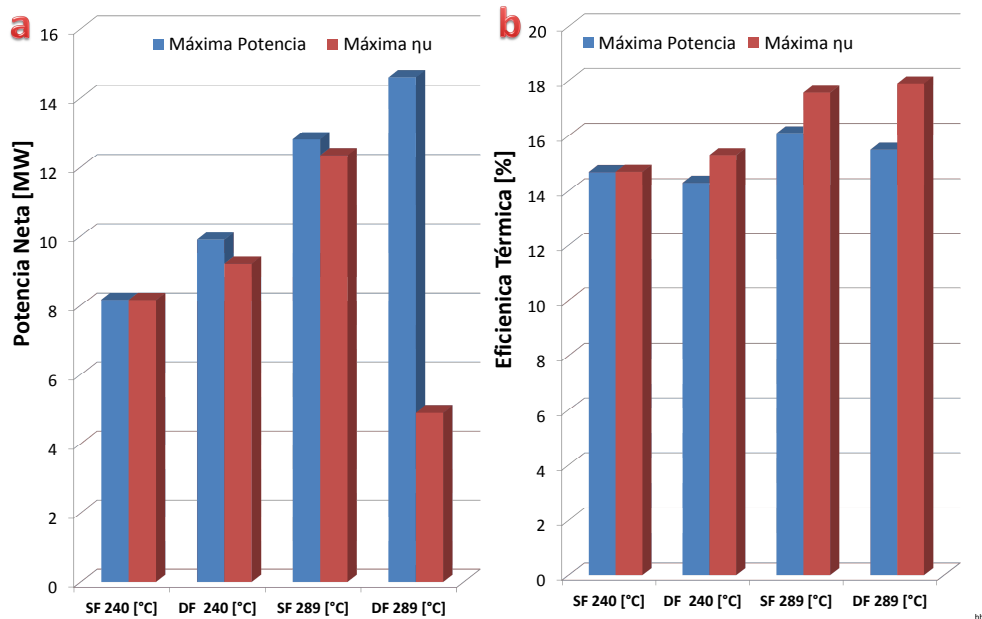


Figura 9.5: Comparación optimización Máxima Potencia Neta v/s Máxima Eficiencia de Utilización a) Potencia Neta b) Eficiencia Térmica usando \dot{m}_4 como curva de productividad

9.1.4. Estudio de Pérdidas

Las centrales simple flash tienen un promedio de 66,9 % de pérdidas exergéticas del total de la exergía del fluido geotermal, las que se distribuyen en 7,2 % en la turbina, 16,2 % en el separador, 7,4 % en el condensador, 13,2 % en el agua refrigerante y 22,9 % en la reinyección del fluido geotermal, generando así un 33,1 % de potencia útil. La figura 9.6 muestra un gráfico comparativo de las pérdidas exergéticas en las centrales simple flash, allí se observa que en general las pérdidas exergéticas se mantienen casi constante con respecto las curvas de productividad. Al momento de considerar la variación de la temperatura del fluido geotermal se observa que pérdidas por reinyección disminuyen un 6,6 % con el aumento de temperatura desde los 240[°C] a los 289 [°C]. La exergía disminuida en la reinyección trae consigo el aumento de las pérdidas en el separador (3,1 %) y aumento en la potencia generada (3,1 %).

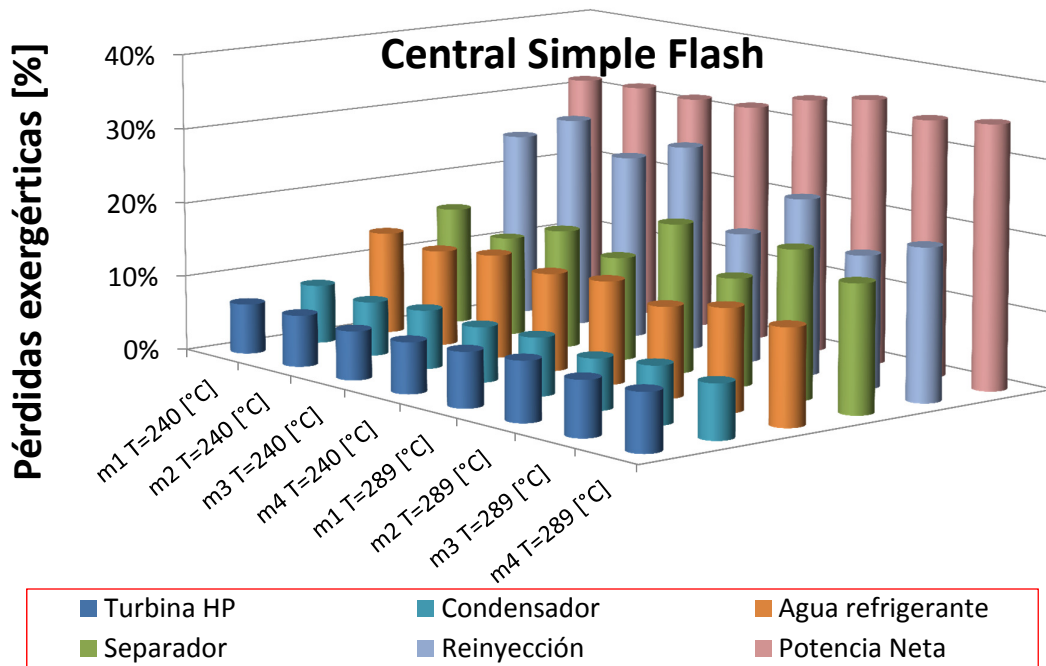


Figura 9.6: Gráfico de Perdidas Exergéticas Porcentuales de las Centrales Flash Estudiadas para $T_{geo} = 240$ y 289 [°C]

En cambio las centrales doble flash tienen en promedio 60,4 % de pérdidas exergéticas de la exergía total del fluido geotermal, las que se distribuyen en 2,9 % en turbina de alta presión, 5,5 % en turbina de baja presión 13,4 % en el separador, 2,9 % en el flasher, 9 % en el flasher, 15,8 % en el condensador 11 % en el agua refrigerante y un 11 % en la reinyección del fluido geotermal, generando así un 39,6 % de

potencia útil. Al igual que las centrales simple flash las pérdidas exergéticas por reinyección disminuyen con el aumento de la temperatura del fluido geotermal, en este caso 4,8% desde los 240 [°C] a los 289 [°C], con un aumento de 5,1% en las pérdidas del separador. La figura 9.7 muestra un gráfico comparativo de las pérdidas exergéticas en las plantas doble flash.

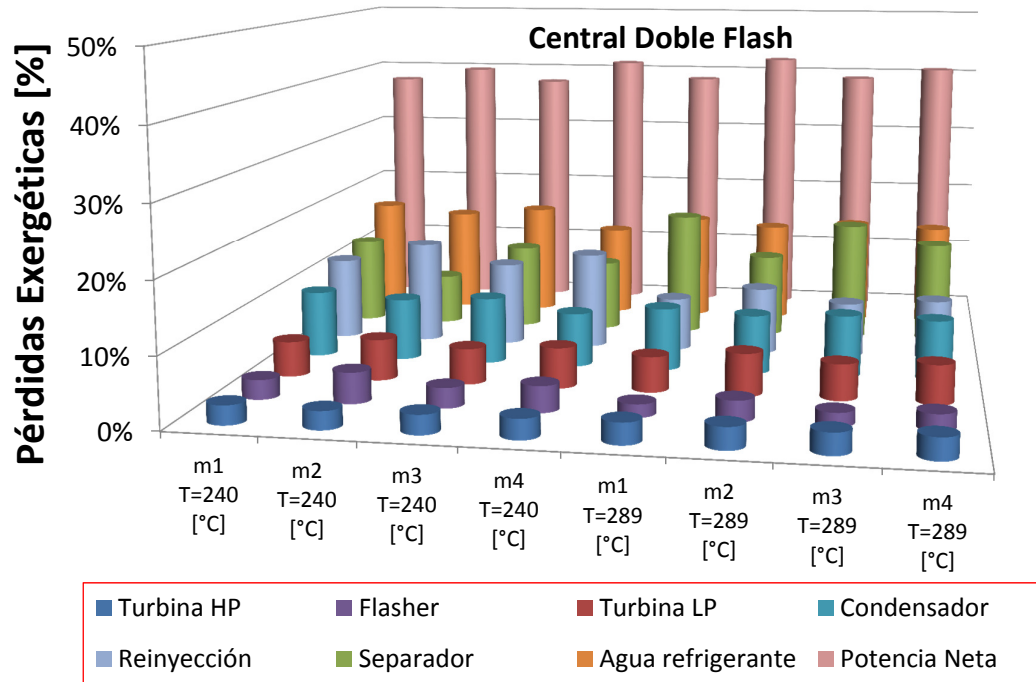


Figura 9.7: Gráfico de Pérdidas Exergéticas Porcentuales de las Centrales Doble Flash Estudiadas para $T_{geo} = 240$ y 289 [°C]

9.2. Análisis Centrales de Ciclo Binario

9.2.1. Variación Potencia

La figura 9.8 muestra un gráfico comparativo con los resultados de la potencia neta de las centrales de ciclo binario estudiadas para distintos fluidos de trabajo y temperatura de condensación de 25 y 40 [°C]. En la figura se observa que las centrales de CB de doble presión generan la mayor potencia neta para el mismo fluido geotermal, siendo el isopentano y el n-pentano los fluidos de trabajo que tuvieron un mayor aumento de potencia con un 26 % promedio para $T_{cond} = 40$ [°C] y 33 % promedio para $T_{cond} = 25$ [°C] en las centrales de CB básico y CB con IHE. En el caso de las centrales de CB regenerativas con IHE el aumento llego a ser de 39 % para $T_{cond} = 40$ [°C] y 46,8 % para $T_{cond} = 25$ [°C] considerando los mismos fluidos de trabajo.

Por otro lado la potencia neta cuando se ocupa isobutano como fluido de trabajo solo aumento un 6,8 % y 10,5 % para $T_{cond} = 25$ [°C] y 40 [°C] respectivamente en las centrales de CB básico y CB con IHE. Este aumento en la potencia llego a aumentar un 26,4 % y 30,4 % con respecto a la central de CB regenerativo con IHE para $T_{cond} = 25$ [°C] y 40 [°C] respectivamente. Por último para el refrigerante R114 la potencia neta aumento 11,3 % y 24,9 % para $T_{cond} = 25$ [°C] y 40 [°C] respectivamente en las centrales de CB básico y CB con IHE. Y en el caso de la central de CB regenerativo con IHE aumento un 27,4 % y 42,1 % para $T_{cond} = 25$ [°C] y 40 [°C] respectivamente.

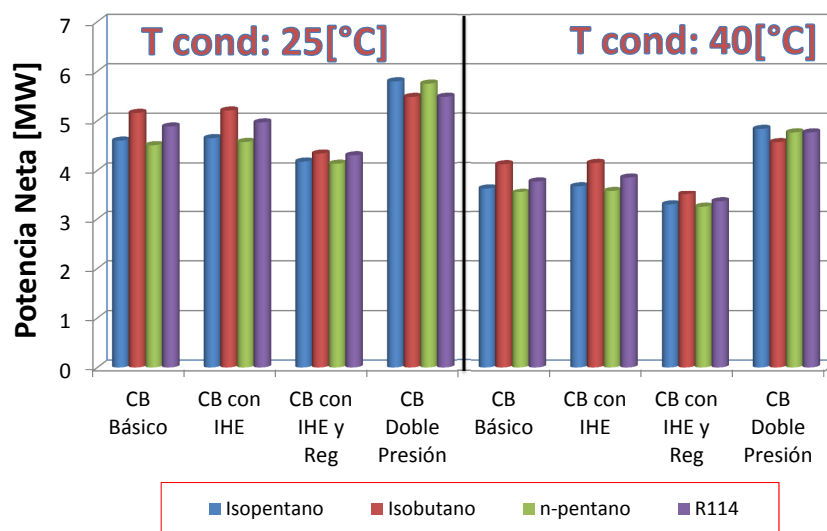


Figura 9.8: Potencia Neta Centrales de Ciclo Binario para distintos fluidos de trabajo y Temperatura de Condensación

Las centrales de CB básico y CB con IHE tienen casi la misma potencia neta variando solamente

por la potencia parásita que está dada por ACC. Las centrales de CB regenerativo tienen una menor potencia debido al porcentaje de flujo másico extraído de la turbina.

Además con la disminución de la temperatura de condensación de 40 [°C] a 25 [°C] la potencia neta aumenta en promedio un 25 %.

Ahora revisando los fluidos de trabajo se observa que el isopentano genera la mayor potencia neta en el caso de las centrales de CB básico, CB con IHE y CB regenerativo con IHE, seguido por el refrigerante R114, isopentano y por último el n-pentano. Para el caso de las centrales de CB de doble presión el isopentano genera un mayor potencia neta.

La figura 9.9 muestra como varía la potencia neta (sin considerar la potencia parasita del ACC) en una central de CB básico para los 4 fluidos de trabajo estudiados y temperatura de condensación de 40 [°C]. Aquí se observa que para temperaturas mayores a 140 [°C] el isobutano y el refrigerante R114 generan las mayores potencias. A temperaturas menores de 140 [°C] las diferencias de potencia neta son mínimas entre los fluidos de trabajo.

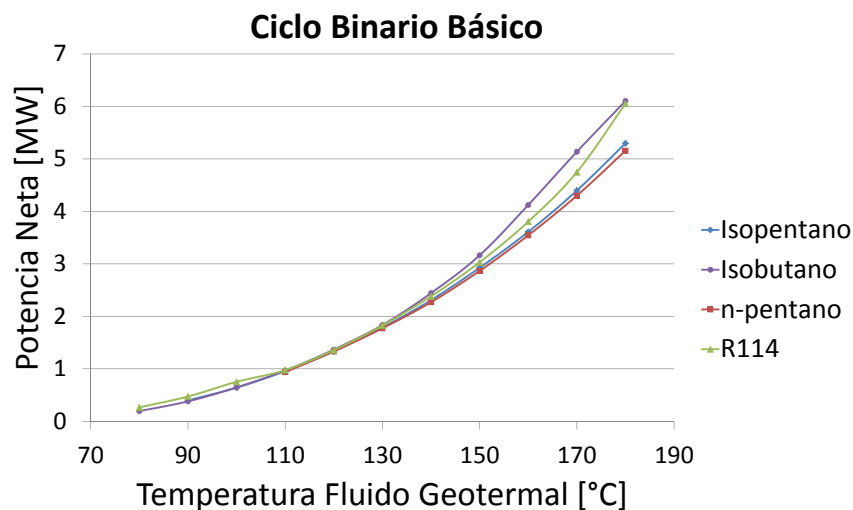


Figura 9.9: Variación Potencia Neta v/s Temperatura Fluido Geotermal para una Central de Ciclo Binario Básica
 $T_{cond} = 40$ [°C]

9.2.2. Variación Eficiencia de Utilización y Eficiencia Térmica

La eficiencia de utilización de las centrales de ciclo binario varían entre 26,1% y 46,6% siendo las centrales de doble presión las que presentan una mayor eficiencia. Comparando los resultados de

la potencia neta (fig. 9.8) con los resultados de la eficiencia de utilización (fig. 9.10) se observa que tienen un comportamiento similar con respecto a los diferentes fluidos de trabajo y temperaturas de condensación, siendo el isobutano el fluido de trabajo que entrega una mayor eficiencia para las centrales de CB básica, con IHE y regenerativo con IHE y el isopentano para el caso de las centrales de doble presión.

Al variar la temperatura de condensación de 40 [°C] a 25 [°C] la eficiencia de utilización aumenta en promedio un 25 %, lo que se ve reflejado también en los resultados de la potencia neta. Este aumento se debe a un mejor aprovechamiento de la exergía pérdida durante la reinyección como se verá más adelante.

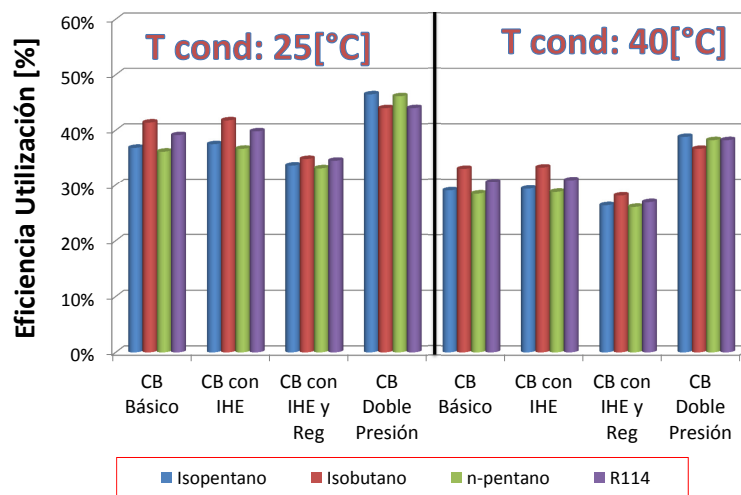


Figura 9.10: Eficiencia de Utilización Centrales de Ciclo Binario para distintos fluidos de trabajo y Temperatura de Condensación

La figura 9.11 muestra la variación de la eficiencia de utilización con la temperatura del fluido geotermal. Allí se observa que isobutano presenta una mayor eficiencia de utilización de los fluidos de trabajo estudiados seguido por el refrigerante R114.

Con respecto a la eficiencia térmica ésta varía entre 11,2 % y un 16,6 %. Al agregar un intercambiador de calor interno a la central de CB básico su eficiencia térmica aumento en promedio 9,4 %, 9,0 % y 9,1 % para los fluidos de trabajo isopentano, n-pentano y R114 respectivamente. En el caso del isobutano aumento solo un 4,9 %. Cuando se agrega un OFOH además del IHE la eficiencia aumenta un 15,3 % con respecto a una central de CB básico siento esta central (CB regenerativo con IHE) la que presenta la mayor eficiencia térmica (fig. 9.12).

Al igual que la eficiencia de utilización y potencia neta, el isobutano es que presenta mejor eficiencia

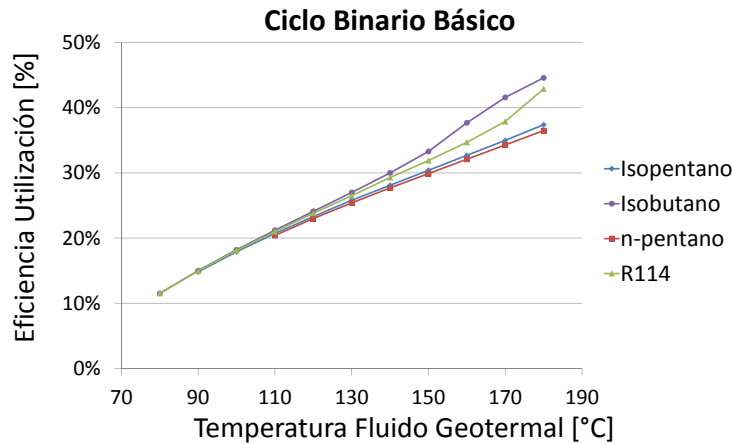


Figura 9.11: Variación Eficiencia de Utilización v/s Temperatura Fluido Geotermal para una Central de Ciclo Binario Básica $T_{cond} = 40 [^{\circ}C]$

térmica en las centrales de CB básico, con IHE y regenerativa con IHE, y el isopentano en el caso de una central de doble presión.

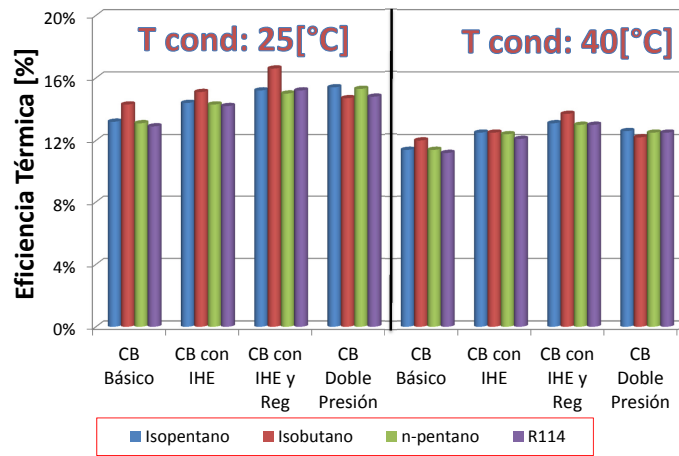


Figura 9.12: Eficiencia Térmica Centrales de Ciclo Binario para distintos fluidos de trabajo y Temperatura de Condensación

La figura 9.13 muestra la variación de la eficiencia térmica con respecto a la temperatura del fluido geotermal. Observando la curva del isobutano se ve que este tiene una mayor eficiencia térmica en el rango de 130 [°C] y 160 [°C] llegando a una asíntota. Esta asíntota se debe a la restricción impuesta en la presión de evaporación (máximo 25 [bar]). Para temperaturas menores a 110 [°C] el isopentano presenta una mayor eficiencia. Por el contrario el refrigerante R114 es el que presenta una menor eficiencia de térmica.

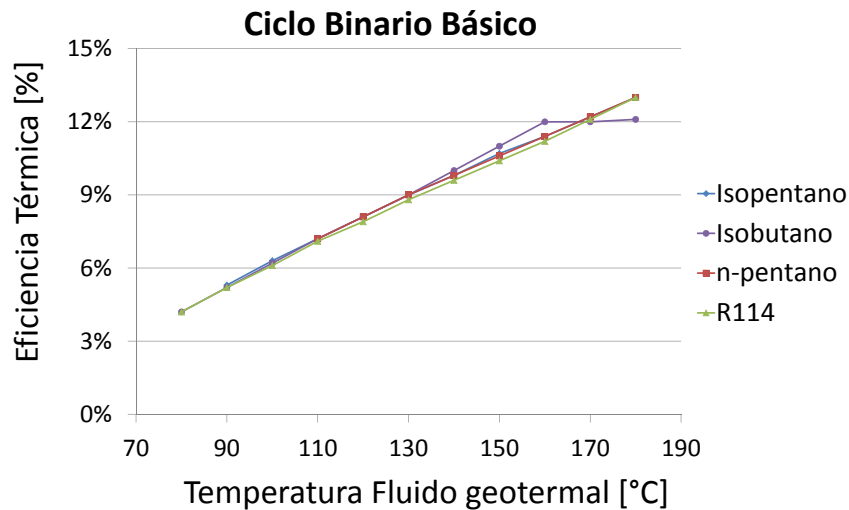


Figura 9.13: Variación Eficiencia Térmica v/s Temperatura Fluido Geotermal para una Central de Ciclo Binario Básica $T_{cond} = 40$ [°C]

9.2.3. Variación Temperatura de Reinyección

La temperatura de reinyección es otro de los parámetros importantes a estudiar en las centrales de ciclo binario. Como se puede observar en la figura 9.14 las centrales de ciclo binario con IHE (67,8 [°C] y 78,7 [°C] promedio para $T_{cond} = 25$ y 40 [°C] respectivamente) y regenerativas con IHE (78,7 [°C] y 85,8 [°C] promedio para $T_{cond} = 25$ y 40 [°C] respectivamente) tienen mayores temperaturas de reinyección. Este aumento de la temperatura de reinyección es una consecuencia del mejor aprovechamiento de la temperatura del vapor a la salida de la turbina y la regeneración producida en el OFOH, por lo que se necesita una menor cantidad de calor desde el fluido geotermal al fluido de trabajo. La figura 9.14 muestra un gráfico de la temperatura de reinyección para las centrales de ciclo binario estudiadas y temperatura de condensación de 25 y 40 [°C].

9.2.4. Variación Flujo Másico Fluido de Trabajo

Los flujos másicos de las centrales geotérmicas varían dependiendo del fluido de trabajo más no así de la tecnología usada. En la figura 9.15 se aprecia que las centrales de doble presión tienen variación del flujo másico con respecto a las otras tecnologías. Esta variación está determinada por la presión a la cual se realiza la evaporación del fluido de trabajo.

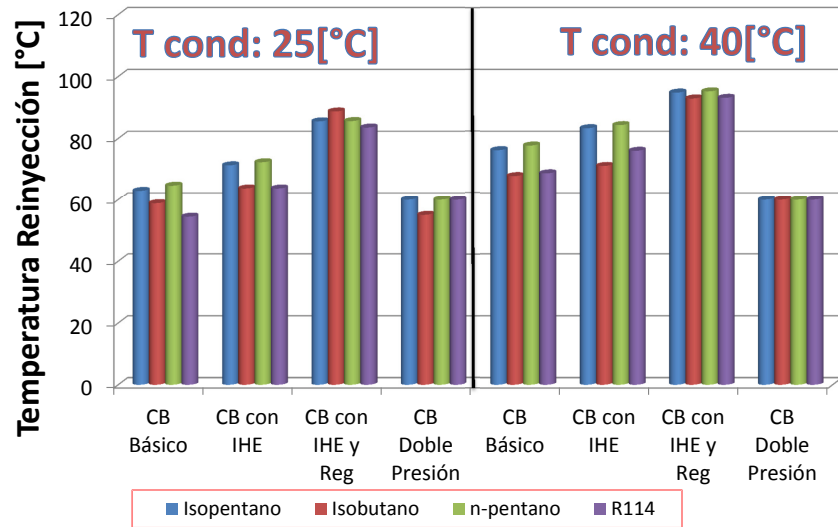


Figura 9.14: Temperatura de Reinyección Centrales de Ciclo Binario para distintos fluidos de trabajo y Temperatura de Condensación

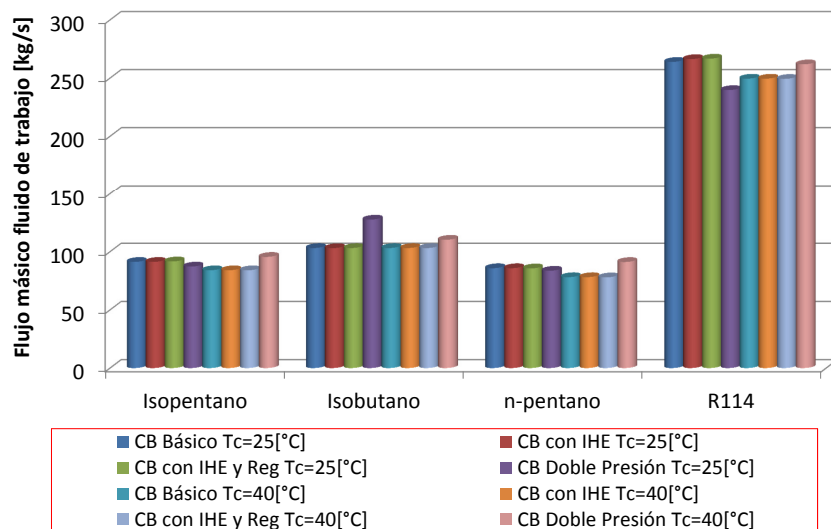


Figura 9.15: Flujo másico en Centrales de Ciclo Binario para distintas Temperaturas de Condensación

9.2.5. Análisis de Pérdidas

Las figuras 9.16 y 9.17 muestran las pérdidas exergéticas de una central de ciclo binario regenerativo con IHE para las temperaturas de condensación de 25 y 40 [°C] respectivamente. En el caso de una temperatura de condensación de 25 [°C] las pérdidas exergéticas promedio en la central se distribuyen con un 10,4% en condensador, 5,2% en la potencia usada por el ACC, 11,7% en el evaporador, 1% en el precalentador, 0,4% en el IHE, 1,8% en el OFOH, 0,8% en la bomba, 28,4% en la reinyección del fluido geotermal y un 6,4% en la turbina, ocupando así un 34% de exergía para generación eléctrica. Por el contrario para una temperatura de condensación de 40 [°C] las pérdidas exergéticas promedio en la central se distribuyen en un 18,4% en condensador, 3% en la potencia usada por el ACC, 9,5% en el evaporador, 0,7% en el precalentador, 0,3% en el IHE, 1,2% en el OFOH, 0,8% en la bomba, 34,4% en la reinyección del fluido geotermal y un 4,8% en la turbina, ocupando así un 26,8% de exergía para generación eléctrica.

El hecho de disminuir la temperatura de condensación aumenta el porcentaje de exergía utilizado en generación de potencia neta desde un 26,8% a un 34% y a su vez disminuye significativamente las pérdidas en el condensador y en la reinyección (8% y 6% respectivamente).

Al comparar las pérdidas por fluido de trabajo se observa que el isobutano tiene menor pérdida en el evaporador y una mayor pérdida en el OFOH. Además el refrigerante R114 tiene mayores pérdidas en la bomba debido al mayor flujo másico que transita por el ciclo.

La figura 9.18 muestra un gráfico comparativo de las pérdidas exergéticas de las distintas centrales de ciclo binario estudiadas. Donde se tiene que las centrales de doble presión aprovechan el 48% de la exergía del fluido geotermal versus un 41%, 42% y 35% para las centrales básica, con IHE y regenerativo con IHE respectivamente. Además se observa que la pérdidas por reinyección de las centrales regenerativo con IHE es más del doble que las otras centrales con un 33,6% de las pérdidas totales.

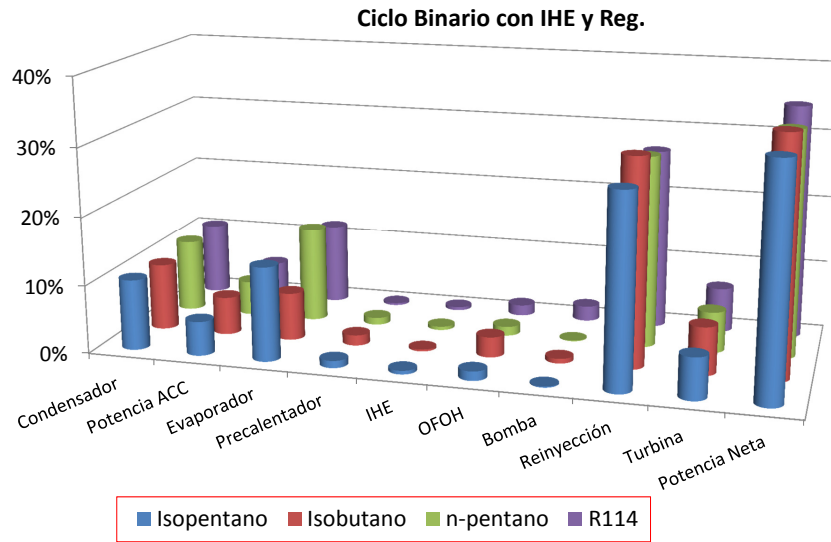


Figura 9.16: Pérdidas Exergéticas para Centrales de Ciclo Binario y $T_{cond} = 25$ [°C]

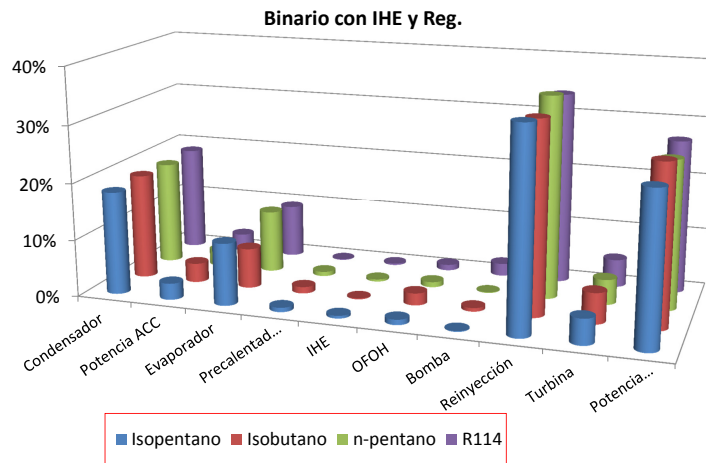


Figura 9.17: Pérdidas Exergéticas para Centrales de Ciclo Binario y $T_{cond} = 40$ [°C]

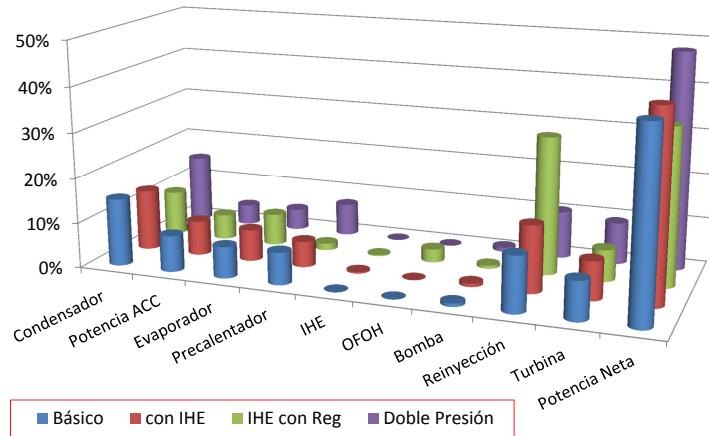


Figura 9.18: Pérdidas Exergéticas para Centrales de Ciclo Binario con n-pentano como fluido de trabajo y $T_{cond} = 40 [^{\circ}C]$

Para terminar se comparó las eficiencias de utilización de las centrales simple flash y doble flash para temperaturas de fluido geotermal de $240 [^{\circ}C]$ y $289 [^{\circ}C]$, con las centrales de ciclo binario básico, con IHE, regenerativo con IHE y de doble presión para una temperatura de fluido geotermal de $160 [^{\circ}C]$ y temperatura de condensación de 25 y $40 [^{\circ}C]$. Se consideraron los promedios de las distintas curvas de productividad en el caso de las centrales flash. En el caso de las centrales de ciclo binario se considera el promedio de los distintos fluidos de trabajo. La figura 9.19 muestra las eficiencias de utilización de las distintas centrales geotérmicas, en ella se puede observar que la central de ciclo binario de doble presión con una temperatura de condensación de $25 [^{\circ}C]$ es la central que mejor aprovecha la exergía del recurso geotérmico con una eficiencia de utilización del 45% , seguida por el 40% de la central doble flash a una temperatura del fluido geotermal de $289 [^{\circ}C]$.

Otra conclusión importante es que todas las centrales de ciclo binario con temperatura de condensación de $25 [^{\circ}C]$ tuvieron una mayor eficiencia de utilización que las centrales simple flash.

9.3. Conclusiones

9.3.1. Centrales Flash

Las curvas de productividad de los pozos de producción es un parámetro importante para el diseño de la central ya que con este dato se obtiene la presión (temperatura) a la cual trabajará el separador ciclónico. En el caso de un reservorio con varios pozos geotérmicos la presión óptima del separador se obtiene de una nueva curva de productividad dada por la suma de las curvas de productividad de los pozos de producción de la central.

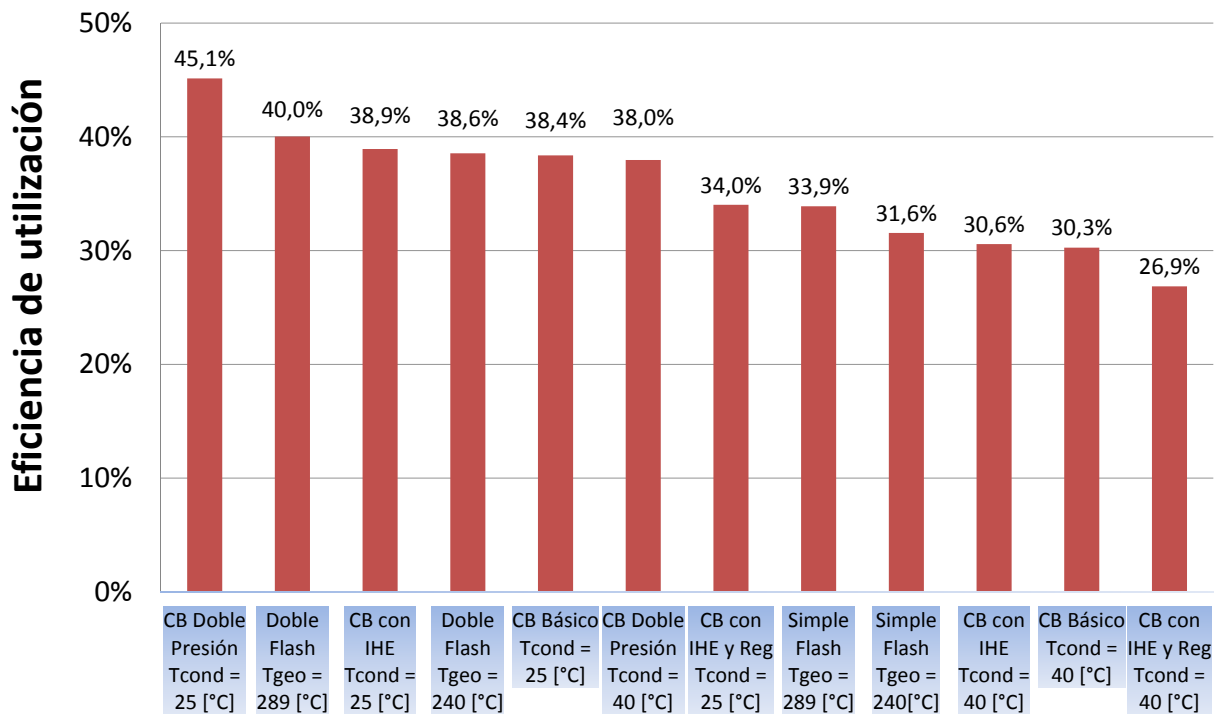


Figura 9.19: Eficiencia de utilización para distintas centrales geotérmicas

Las centrales doble flash generan un 17% más de potencia neta que las centrales simple flash, además de tener 6% más de eficiencia de utilización. Este aumento de la eficiencia de utilización se ve reflejado en una disminución de las pérdidas exergéticas de reinyección del fluido geotermal (12% promedio). La eficiencia térmica de ambas centrales varía entre los 13,5% y 17,2% siendo mayores en las centrales simple flash cuando se maximiza la potencia neta y mayores en las doble flash cuando se maximiza la eficiencia de utilización.

Los resultados anteriores dicen en todos los aspectos que las centrales doble flash sería la mejor alternativa para generación eléctrica, pero un central de doble flash no es siempre recomendable por dos razones principalmente; la primera es que la temperatura final del agua a la salida del flasher generalmente (entre 90 [°C] y 120 [°C]) incrementa los depósitos de sílice en los pozos de reinyección. Segundo; el costo del equipo no necesariamente da como resultado un incremento en la producción de energía, que compense la inversión adicional. Por estos dos últimos motivos se considerará una central simple flash para la evaluación económica en el Campo Geotermal Tolhuaca.

9.3.2. Centrales de Ciclo Binario

Para las centrales de CB básico, CB con IHE y CB regenerativo con IHE el isobutano fue el fluido de trabajo que generó una mayor potencia neta, eficiencia de utilización y térmica. Para el caso de centrales CB de doble presión el que tuvo un mejor rendimiento tanto en potencia, eficiencia de utilización y eficiencia térmica fue el isopentano.

La temperatura de condensación es otra variable importante a considerar debido a que menores temperaturas se generan mayores potencias, lo que trae consigo una disminución en la temperatura de reinyección, lo que aumenta el riesgo de depósito de sílice en las cañerías de reinyección.

Las centrales de doble presión generan la mayor potencia neta y eficiencia de utilización para la misma característica del fluido geotermal, estas es seguida por las centrales de CB básico CB con IHE. La variación de potencia de éstas 2 es mínima y se debe solo a la diferencia de potencia parásita ocupada en el ACC. Por último están las centrales de CB regenerativo con IHE que fueron las que tuvieron la menor potencia y eficiencia de utilización, pero por el contrario tuvieron la mejor eficiencia térmica y como resultado de esto una temperatura de reinyección mayor.

Dado como parámetro de diseño una temperatura de reinyección de 70 [°C] se seleccionó la central de ciclo binario con IHE con isobutano como fluido de trabajo y una temperatura de condensación de 40 [°C] para la evaluación económica en el Campo Geotermal Tolhuaca.

Capítulo 10

Características y Ubicación de Centrales Seleccionadas

El Campo geotérmico Tolhuaca posee un reservorio que cuenta con dos acuíferos, el primero con una temperatura 160 [°C] a una profundidad de 320 [m], y el segundo de 289 [°C] a una profundidad de 1073 [m]. La temperatura ambiente es de 11 [°C] y con una humedad relativa de un 80 % promedio durante el año. Además el campo geotérmico Tolhuaca se encuentra a 25 [km] al noreste de Curacautín y a 21 [km] al noroeste de Lonquimay y en las cercanías del sector además se encuentra la ruta 761 y 763 por el oeste y la ruta 785 por el este, lo que facilitaría el acceso a la mano de obra. Otra característica interesante de la ubicación de la central es la cercanía con la central Pangué (44 [km] al norte) por lo que se podrían ocupar las líneas de transmisión para transportar la energía generada.

A partir del estudio termodinámico realizado en los capítulos 7 y 8 y los antecedentes recopilados (Anexo C) se eligieron una central de ciclo binario con IHE para el primer acuífero y una de central simple flash para aprovechar los recursos del segundo acuífero.

10.1. Central Simple Flash Tolhuaca

Se considerará una central simple flash alimentada por cuatro pozos de producción, las curvas de productividad \dot{m}_{P1} hasta \dot{m}_{P4} se muestran en la figura 10.2 cuyas ecuaciones son 10.1 hasta la 10.4 respectivamente. Estas curvas son las mismas que las del capítulo 7 pero con un castigo de un 30 %. La potencia total generada por la central es de 28,4 [MWe]. La figura 10.1 muestra un diagrama simplificado de la central Simple Flash Tolhuaca. Los puntos termodinámicos de la figura 10.1 se muestran en la tabla 10.1.

$$\dot{m}_{P1} = 66,82 - 2,34P + 0,4025P^2 - 0,102P^3 \quad (10.1)$$

$$\dot{m}_{P2} = 66,44 - 2,629P + 0,5802P^2 - 0,0421P^3 \quad (10.2)$$

$$\dot{m}_{P3} = 44,33 - 0,3363P + 0,1357P^2 \quad (10.3)$$

$$\dot{m}_{P4} = 62,15 + 1,66P - 0,326P^2 \quad (10.4)$$

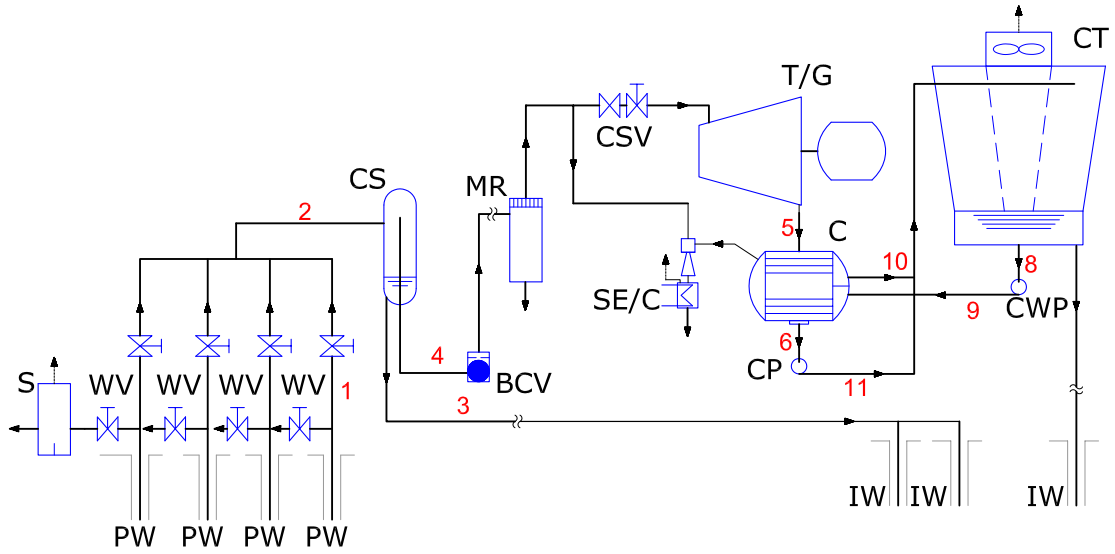


Figura 10.1: Diagrama Simplificado Central Simple Flash Tolhuaca

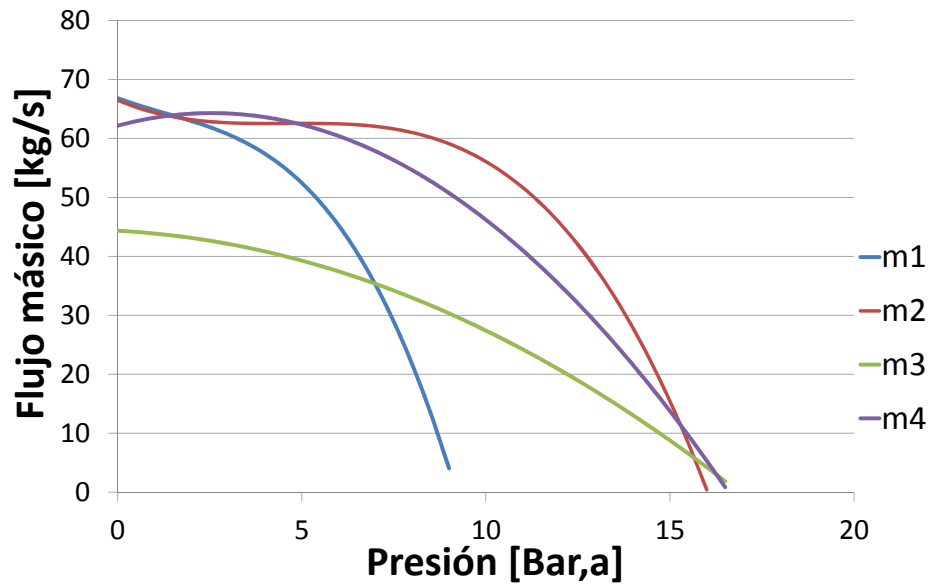


Figura 10.2: Curvas de Productividad Pozos de producción Central Simple Flash Tolhuaca

Tabla 10.1: Propiedades Termodinámicas de Central Simple Flash Tolhuaca

Estado	Presión [bar]	Temperatura [°C]	Entalpía [kJ/kg]	Entropía [kJ/(kgK)]	Calidad del Vapor	Flujo másico [kg/s]	Exergía [kJ/kg]
1	73,3	289	1283,8	3,15	0	225,1	390
2	3,93	143	1283,8	3,41	0,32	225,1	316,7
3	3,93	143	602	1,77	0	153,2	100,2
4	3,93	143	2737,7	6,9	1	69,2	778,3
5	0,12	50	2316,8	7,23	0,88	69,2	265,5
6	0,12	50	209,3	0,7	0	69,2	10,4
7	0,12	50	2591,2	8,07	1	0	298,9
8	1	20	83,9	0,3	-100	1157,9	0,7
9	3,5	20	84,2	0,3	-100	1157,9	1
10	3,5	50	209,6	0,7	-100	1157,9	10,7
11	3,5	50	209,8	0,7	-100	69,2	10,7

Las características principales de la central Simple Flash Tolhuaca se muestra en la tabla 10.2.

Tabla 10.2: Características Principales de la Central Simple Flash Tolhuaca

Central	
Ubicación	Tolhuaca
Tipo	Simple Flash
Año de puesta en marcha	2013
Temperatura reservorio [°C]	289
Potencia Instalada [MWe]	28,4
Flujo másico Total [kg/s]	225,1
Número de pozos de Producción	4
Número de pozos de Reinyección	3
Eficiencia Térmica	14,42
Eficiencia utilización Bruto [%]	32,31
Temperatura de Estado Muerto [°C]	11

El separador ciclónico encargado de separar el vapor del líquido después de pasar por la válvula estranguladora deja el vapor con una calidad de 99,99% o mayor [17]. Debido a que el separador está situado lejos de la casa de máquinas, una parte del vapor se condensa dentro de las cañerías por lo que un removedor de humedad en la entrada de la casa de máquinas es necesario para eliminar esos restos de humedad. La tabla 10.3 muestra las especificaciones técnicas del separador ciclónico y el removedor de humedad.

Tabla 10.3: Especificaciones Técnicas de Separador Ciclónico y Removedor de Humedad

	Separador Ciclónico	Removedor de Humedad
Calidad del vapor entrada Separador Ciclónico	0,32	-
Presión del separador [bar]	3,93	3,93
Temperatura del separador [°C]	143	143
Máxima Velocidad del vapor a la entrada [m/s]	45	60
Máxima velocidad del vapor dentro del Ciclón [m/s]	4,5	6
Eficiencia exergetica [%]	97,1	-

Los gases no condensables están compuesto entre un 96 % y 99 % por CO_2 [16]. El fluido geotermal del campo geotermal Tolhuaca tiene un bajo contenido CO_2 [27]. Además según los antecedentes recopilados el porcentaje de vapor que es redirigido al eyector de vapor varía entre un 2,6 % y un 7,8 % del total de vapor a la salida del separador ciclónico (ver tabla 10.4). En la central Simple Flash Tolhuaca se consideró un 3,7 % del vapor a la salida del separador ciclónico para ocuparlo en el eyector de vapor. En la tabla 10.5 se muestran las especificaciones técnicas del sistema de tratamiento de gases no condensables.

Tabla 10.4: Porcentaje de Flujo másico de vapor en inyector de vapor [13]

Centrales Simple Flash	Miravalles Unit I	Miravalles Unit III	Cerro Prieto I	Cerro Prieto IV
Flujo másico entrada a la turbina [kg/s]	110	57,5	79,25	48,9
Flujo másico Eyector de vapor [kg/s]	4,057	1,517	6,68	2,16
Porcentaje de flujo másico en Eyector de vapor	3,6 %	2,6 %	7,8 %	4,2 %

Tabla 10.5: Especificaciones técnicas del Sistema de Tratamiento de los Gases no Condensables

Sistema de NCG	
Eyector de Vapor	Sí
Etapas	2
Flujo de Vapor [kg/s]	2,658

Con una calidad del vapor muy cercana a 1 y una temperatura de 142,9 [°C], el flujo másico de vapor entra a la turbina para la generación de potencia de la central. El resto de las especificaciones técnicas de la turbina se muestran en la tabla 10.6.

Luego de expandirse en la turbina el vapor ingresa a un condensador de contacto directo a una

Tabla 10.6: Especificaciones Técnicas de la turbina

Turbina	
Potencia Bruta [MW]	29,1
Etapas	5
Flujo másico vapor [kg/s]	71,9
Temperatura de entrada [°C]	142,9
Presión de entrada [bar,a]	3,9
Presión de salida [bar,a]	0,12
Eficiencia isoentrópica turbina seca [%]	85
Eficiencia isoentrópica turbina húmeda [%]	80,1
Eficiencia exergetica [%]	88,2
RPM	3600

temperatura de 50 [°C]. La temperatura del agua refrigerante es de 20 [°C] la que es calentada hasta la misma temperatura de entrada del vapor: 50 [°C]. El resto de las especificaciones técnicas del condensador de la central simple flash Tolhuaca se muestran en la tabla 10.7.

Tabla 10.7: Características Principal del Condensador

Condensador	
Tipo	Barométrico, Contacto Directo
Número	1
Medio de enfriamiento	Agua
Calor Transferido [MWt]	145,6
Flujo másico [kg/s]	1158
Temperatura de entrada agua refrigerante [°C]	20
Temperatura de salida agua refrigerante [°C]	50
Eficiencia Exergetica [%]	62,3

En la central simple flash Tolhuaca además se consideró un sistema de enfriamiento a través de una torre de enfriamiento, cuyas características se obtuvieron de la misma página [31] que las propiedades del condensador de aire frío (ACC) para las centrales de ciclo binario. Los parámetros de entrada son:

- Temperatura entrada del agua: 50 [°C]
- Temperatura salida del agua: 20 [°C]
- Caudal de agua: 4168,8 [m^3/h]

- Temperatura ambiente bulbo seco: 11 [°C]
- Temperatura ambiente bulbo húmedo: 9 [°C]
- Presión atmosférica: 101.3 [kPa]
- Velocidad del aire: 2,5 [m/s]
- Número de celdas de enfriamiento: 4
- Tipo de Packing: Splash

La temperatura de bulbo seco se considera como la temperatura ambiente y la temperatura de bulbo húmedo se obtiene a través de la carta psicométrica con una humedad relativa promedio de 80 % [32]. La tabla 10.8 muestra las especificaciones técnicas del sistema de enfriamiento obtenidas de la página http://www.gea-energy.com/opencms/opencms/gem/en/calculators/CT_Calculator.html.

Tabla 10.8: Especificaciones técnicas del Sistema de Enfriamiento

Sistema de enfriamiento	
Tipo	Torre de enfriamiento
Nº de Celdas	4
Diámetro Ventilador [ft]	26
Temperatura Aire seco	11
Humedad del aire [%]	80
Velocidad del Aire [m/s]	2,5
Potencia requerida en el eje del ventilador por celda [kW]	88
Potencia Total Requerida [kW]	351
Calor Transferido [MWt]	231,2

La central Simple Flash Tolhuaca además debe entregarle potencia a sus 2 bombas en operación, una que circula el caudal de agua de la salida del condensador a la torre de enfriamiento, y otra que hace circular el agua refrigerante dentro del condensador. Las especificaciones técnicas de las bombas se muestran en la tabla 10.9.

Las pérdidas exérgicas dentro de la central simple Tolhuaca se muestran en la tabla 10.10. Porcentualmente hablando la figura 10.3 muestra que las mayores pérdidas en la reinyección del fluido geotermal con un 18,3 % y en la entrada del separador ciclónico con un 18,8 % de pérdidas. La eficiencia exérgica es de un 32,3 %.

Tabla 10.9: Especificaciones Técnicas de Bomba del condensador y Agua refrigerante

	Bomba Condensador	Bomba Agua Refrigerante
Bombas por Unidad	1	1
Flujo másico [kg/s]	69,2	1158
Potencia [kW]	29,6	362,5
Eficiencia isoentropica [%]	80	80
Eficiencia exergética [%]	99,3	94

Tabla 10.10: Pérdidas Exergéticas en Equipos de Central Simple Flash Tolhuaca

Equipo	Exergía [kW]
Turbina	6357
Separador	16499
Condensador	6378
Bomba CWP	292
Bomba CP	24
Agua de refrigeración	11275
Potencia Torre Enfriamiento	352
Reinyección	16074
Flujo de Vapor para eliminación de NCG	2069
Potencia Neta	28362
Total Exergía	87682

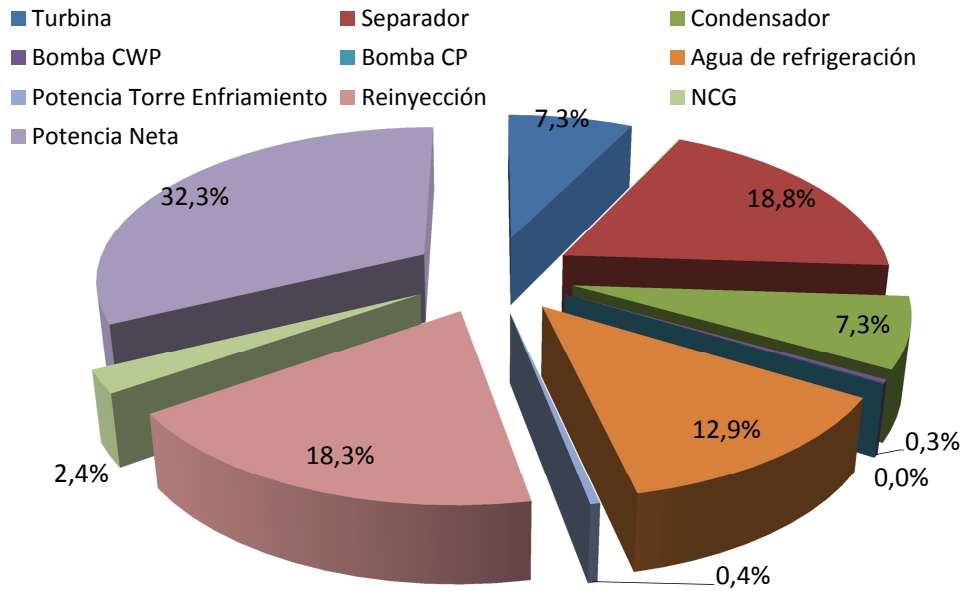


Figura 10.3: Diagrama de Pérdidas Exergéticas. Exergía del fluido geotermal: 87682 [kW]

10.2. Central de Ciclo Binario Tolhuaca

La central de ciclo binario Tolhuaca será una de ciclo binario con IHE (fig. 10.4) con isobutano como fluido de trabajo, que contará con dos unidades idénticas e independientes. Cada unidad recibirá un flujo másico del fluido geotermal de 70 [kg/s] a 160 [°C] de un pozo productor que generará una potencia neta de 2,55 [MWe]. Las características Principales de la central se muestran en la tabla 10.11.

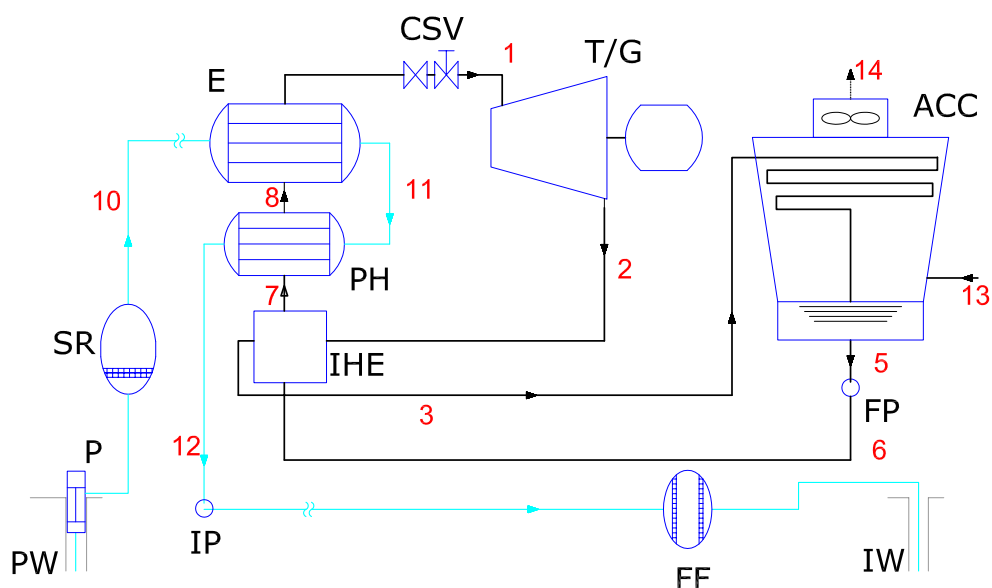


Figura 10.4: Diagrama Simplificado de la Central de Ciclo Binario Tolhuaca

Un parámetro de diseño importante en las centrales de ciclo binario es la temperatura de reinyección. La tabla 10.12 muestra la temperatura de reinyección y temperatura de fluido geotermal de distintas centrales de ciclo binario en funcionamiento en la actualidad. En ella se tienen que estas varían entre los 50 y 92 [°C] con un promedio de 75,9 [°C]. Con una temperatura de reinyección de diseño mínima de las central de 75 [°C] se optimizó la central de ciclo binario Tolhuaca. Para lograr esto se consideró una temperatura de condensación de 45 [°C] y un diferencia de pintch point de 6 [°C].

La tabla 10.12 muestra las propiedades termodinámicas de los diferentes puntos de la figura 10.4 donde un punto 9 es equivalente al punto 1 y el punto 4 es el fluido de trabajo es estado de vapor saturado dentro del condensador.

Tabla 10.11: Características Principales de La Central de Ciclo Binario Tolhuaca

Central	
Ubicación	Campo Geotermal Tolhuaca
Tipo	Ciclo Binario con IHE
Año de puesta en marcha	2013
N° de Unidades	2
Potencia eléctrica Total [MWe]	5,1
Potencia eléctrica por unidad [Me/unit]	2,55
Flujo másico Fluido geotermal por unidad [kg/s]	70
Temperatura reservorio [°C]	160
Eficiencia utilización [%]	29,2
Eficiencia Térmica [%]	10,1
Pozos de Producción por unidad	1
Pozos de Reinyección por unidad	1
Bomba de pozo	Sí
Fluido de Trabajo	Isobutano

Tabla 10.12: Temperatura de reinyección Centrales de Ciclo Binario [18] [7] [10][13][19]

Centrales de Ciclo Binario	Temperatura de Reinyección [°C]	Temperatura Fluido Geotermal [°C]
Mammuth-Pacific, Unit 1	77*	169
Amedee	71	104
Heber, CA	71	168
Stillwater	64,5	163
Magmamax	82	183
Braddy Bottoming	81,1	107,8
Otake	50	130
Nigorikawa	92	140
Húsavík	80	124
Steamboat	90	160
Promedio	75,9	-

* $77=(66+88)/2$

Tabla 10.13: Propiedades Termodinámicas de la Central de Ciclo Binario Tolhuaca

Estado	Fluido	Presión [bar]	Temperatura [°C]	Entalpía [kJ/kg]	Entropía [kJ/kgK]	Calidad del vapor	Exergía [kJ/kg]	Flujo másico [kg/s]
1	Isobutano	25,0	112,7	685,8	2,380	1	125,7	70,48
2	Isobutano	6,0	57,5	640	2,405	100	72,9	70,48
3	Isobutano	6,0	51,6	628	2,369	100	71,3	70,48
4	Isobutano	6,0	45,0	615	2,328	1	69,8	70,48
5	Isobutano	6,0	45,0	309,9	1,369	0	37,0	70,48
6	Isobutano	25,0	46,6	314,4	1,372	-100	40,7	70,48
7	Isobutano	25,0	51,2	326,4	1,409	-100	42,2	70,48
8	Isobutano	25,0	112,7	509,8	1,924	0	79,2	70,48
9	Isobutano	25,0	112,7	685,8	2,380	1	125,7	70,48
10	Fluido Geotermal	6,2	160,0	675,7	1,943	0	124,8	70
11	Fluido Geotermal	1,9	118,7	498,4	1,514	0	69,3	70
12	Fluido Geotermal	0,4	75,8	317,1	1,025	0	27,0	70
13	Aire	1,0	11,0	284,5	5,651		0,0	1839
14	Aire	1,0	23,1	296,7	5,693		0,3	1839

El vapor saturado de isobutano entra a la turbina (Estado 1) a una presión de 25 [bar]. Este vapor sale sobrecalentado a una temperatura de 57,5 [°C] y una presión de 6 [bar] (Estado 2) para entrar en el intercambiador de calor interno. La tabla 10.14 muestra las especificaciones técnicas de la turbina.

Tabla 10.14: Especificaciones Técnicas de la Turbina de la Central en Ciclo Binario Tolhuaca

Turbina	
Tipo	axial
Potencia Bruta [MW]	3,23
Temperatura de entrada [°C]	112,7
Presión de entrada [bar]	25
Presión de salida [bar]	6,04
Flujo másico turbina [kg/s]	70,48
Eficiencia isoentrópica [%]	85
Eficiencia exergética [%]	94,4
RPM	1800

A la salida de la turbina el vapor ingresa al IHE para precalentar el fluido de trabajo que se encuentra en estado líquido a la salida de la bomba (Estado 6). El vapor sobrecalentado se enfría hasta los 51,6 [°C] (Estado 3) para luego ingresar al condensador de aire seco (ACC). La tabla 10.15 muestra las especificaciones técnicas del intercambiador de calor interno.

Tabla 10.15: Especificaciones Técnicas del IHE en Central de Ciclo Binario Tolhuaca.

IHE	
Número por unidad	2
Tipo	Tubo y Carcaza
Heat Duty [MWt]	0,84
Delta $T_{e,LP} - T_s, HP$	5
Temperatura de entrada FT frio [°C]	46,55
Temperatura de salida FT frio [°C]	51,17
Temperatura de entrada FT caliente [°C]	57,5
Temperatura de salida FT caliente [°C]	51,55
Eficiencia exergética [%]	99,84

El ACC enfría el fluido de trabajo hasta los 45 [°C] en estado de líquido saturado (Estado 5) con aire a una temperatura ambiente de 11 [°C] (Estado 13). La temperatura de salida del aire del ACC es de 23,1 [°C] (Estado 14). Las especificaciones técnicas del ACC se muestran en la tabla 10.16.

Tabla 10.16: Especificaciones Técnicas del Condensador en Central de Ciclo Binario Tolhuaca.

Condesador (s)	
Número por unidad	1
Tipo	ACC
Medio de enfriamiento	Aire
Temperatura entrada Aire [°C]	11
Temperatura salida Aire [°C]	23,1
Flujo másico de Aire [kg/s]	1839
Heat Duty [MWt]	22,4
Número de ventiladores	12
Tamaño Ventilador [ft]	16
Potencia por ventilador [kW]	30,4
Potencia Total ACC [kW]	364,8
Eficiencia exergética [%]	61,42

Cuando el fluido de trabajo está en estado de líquido saturado ingresa a la bomba donde se aumenta la presión a 25 [bar] (Estado 6). Con esta presión el isobutano se precalienta en el intercambiador de calor interno. La tabla 10.17 muestra las especificaciones técnicas de la bomba.

Tabla 10.17: Especificaciones Técnicas de la Bomba en Central de Ciclo Binario Tolhuaca.

Bombas	
Bombas por Unidad	1
Potencia [kW]	318,2
Eficiencia isoentrópica [%]	80
Eficiencia exergética [%]	98,07

Después que el fluido de trabajo sale del IHE a una temperatura de 51,2 [°C] (Estado 7) el fluido de trabajo entra al precalentador para ser precalentado hasta la el estado de líquido saturado (Estado 8). El evaporador calienta el isobutano en estado de líquido saturado hasta al estado de vapor saturado (Estado 1). Las especificaciones técnicas del precalentador y evaporador de la central de ciclo binario Tolhuaca se muestra en la tabla 10.18.

Tabla 10.18: Especificaciones Técnicas del Evaporador y Precalentador en Central de Ciclo Binario Tolhuaca.

	Precalentador	Evaporador
Número por unidad	2	2
Tipo	Tubo y Carcaza	Tubo y Carcaza
Heat Duty [MWt]	12,9	12,4
Temperatura de entrada Fluido Geotermal [°C]	118,7	160
Temperatura de salida Fluido Geotermal [°C]	75,8	118,7
Eficiencia exergética [%]	95,58	95,7

Las pérdidas exergéticas dentro de la central se muestran en la tabla 10.19. En términos porcentuales la figura 10.5 muestra las pérdidas exergéticas de la central de ciclo binario Tolhuaca donde se puede observar que se aprovecha un 29,2% de la exergía total del fluido.

Tabla 10.19: Pérdidas Exergéticas Central de Ciclo Binario Tolhuaca

Equipo	Exergía [kW]
Condensador	2414
Potencia ACC	365
Evaporador	607
Precalentador	13
IHE	346
Bomba	57
Reinyección	1892
Turbina	492
Potencia Neta	2550
Toral exergía	8736

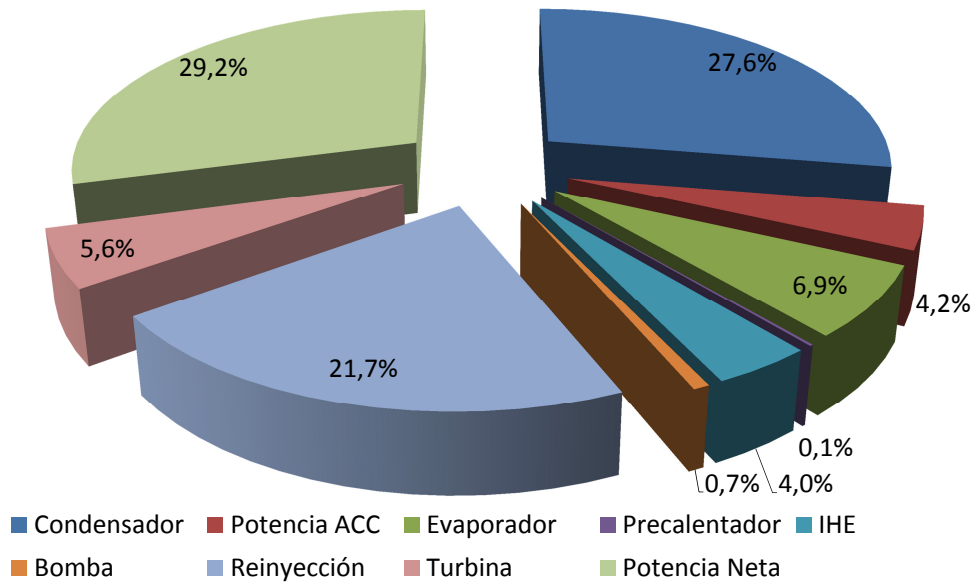


Figura 10.5: Diagrama de Pérdidas Exergéticas Central de Ciclo Binario Tolhuaca: Exergía fluido geotermal: 8736 [kW]

Capítulo 11

Estudio Económico

En este capítulo se procederá a estudiar la factibilidad económica de las centrales simple flash Tolhuaca y ciclo binario Tolhuaca. La primera parte se mostrará los distintos costos de inversión que afectan a las centrales geotérmicas y los factores que influyen en ellos. Se hablará también de los costos de operación y mantenimiento continuando con los ingresos que recibe la central por venta de energía. Para finalizar se realizará un flujo de caja para las centrales flash y ciclo binario Tolhuaca donde se determinará la factibilidad de dichas centrales.

11.1. Egresos de una Central Geotérmica

El costo de inversión de una central geotérmica varía mucho según la literatura según Di Pippo [18] los costos de inversión de una central flash entre 2500 y 3000 [US\$/kW] y una central de ciclo binario 3030 y 4000 [US\$/kW], dependiendo del tamaño de la Central y otros factores específicos del proyecto. Además según Sanyal [25] la inversión necesaria por [kW] instalado para una Central geotérmica con una capacidad instala de P [MW] viene dada por:

$$C_{inv} = 2500e^{-0,0025(P-5)} \quad (11.1)$$

Los costos de inversión de una Central geotérmica se pueden resumir en:

- Costos de Exploración
- Costos de Confirmación
- Costos de Permisos
- Costos de Perforación
- Costos del Sistema de Piping
- Costos de Equipos y construcción de la Central Geotérmica
- Costos de Transmisión

11.1.1. Costos de Exploración

La exploración es la fase de desarrollo inicial de un proyecto geotérmico y trata de localizar un recurso que puede proporcionar la energía suficiente para hacer funcionar una central eléctrica y producir electricidad. Esta fase comienza con varios tipos de prospecciones y análisis del campo y termina con la perforación del primer pozo exitoso de producción comercial.

Los factores que afectan el costo de la exploración están estrechamente relacionados con las características del sitio y su ubicación. Además dado que el tipo de actividades necesarias para localizar un nuevo recurso geotérmico es independiente del tamaño del proyecto, las economías de escala tienen gran impacto en los costos de exploración dependiendo del tamaño de la Central. Otros parámetros que afectan los costos de exploración son los gastos de arrendamiento, la lejanía del sitio, la accesibilidad, la topografía, así como la ingeniería geológica relacionados con cuestiones de estabilidad del talud. Si el costo de construcción de nuevas carreteras o la infraestructura de conexión se añaden a los gastos de exploración, estos aumentan rápidamente.

Por último está la perforación exploratoria que es el componente más importante de la fase de exploración, por lo que los factores que afectan los costos de perforación influirán fuertemente en el costo resultante de la fase de exploración.

En la tabla 11.1 se muestran valores encontrados en la literatura sobre los costos de exploración.

Tabla 11.1: Costos de Exploración en la literatura^[24]

Autor	Costos de Exploración[US\$/kW]
Nielson (1989)	107,2
EPRI (1996)	125,9
EPRI (1997)	101,1 - 130,8
GeothermEx (2004)	88,5 - 142

11.1.2. Costos de Confirmación

Como se mencionó en el Capítulo 2 esta fase consiste principalmente en confirmar potencial energético de un recurso mediante la perforación de pozos adicionales de producción y pruebas de caudal de hasta un 25 % de la capacidad necesaria para el proyecto. Los gastos de perforación por lo general representan el 80 % del costo total de la fase de confirmación. Otras actividades y gastos consisten principalmente en la construcción de carreteras, pruebas de pozos, informes y documentos, cumplimiento de regulaciones

y permisos, y administración.

Los dos factores principales que afectan los costos de perforación son: El costo por pozo y la cantidad de pozos a perforar. El costo del pozo está relacionado por la profundidad y diámetro del pozo, así como las propiedades de la formación rocosa. El número de pozos a perforar se determina por la media de la productividad del pozo y el tamaño del proyecto, donde la productividad del pozo depende directamente de la temperatura de recursos y la permeabilidad de la roca.

Los costos para la fase de confirmación en proyectos comercialmente viables tiene un promedio por 150 \$US/kW[24].

11.1.3. Costos de Perforación

Los costos de perforación considerados en esta sección representa los costos de los pozos faltantes después de la fase de confirmación para la producción del total de energía de la Central diseñada.

La profundidad de los recursos es uno de los principales parámetros que influyen en el costo de la perforación de un pozo geotérmico, que junto con la formación rocosa (naturaleza, estructura y dureza) determina la velocidad de perforación. Estos parámetros influyen en el diámetro del pozo inicial y el número columnas de entubación necesarias, por tanto, el tiempo requerido para perforar un pozo. De acuerdo con la variabilidad de estos parámetros, la perforación de pozos geotérmicos puede durar entre 25 a más de 90 días, con una media razonable de 45 días.

La química de la salmuera es otro factor importante que determina la naturaleza de los materiales utilizados en el proceso de revestimiento del pozo. Un fluido geotérmico corrosivo puede requerir el uso de cañerías resistentes y cemento. La adición de un revestimiento de titanio para proteger la carcasa puede aumentar significativamente el costo de un pozo. Las estimaciones actuales de costos para las tuberías de titanio promedio son de [US\$1000/ft]. Este tipo de requisito no es muy común, y en los Estados Unidos se ocupa solamente en Salton Sea.

La ecuación 11.2 representa una función empírica del costo de perforación en función de la profundidad de perforación, donde d representa la profundidad en [ft] y C_{perf} el costo en US\$.

$$C_{perf} = 240785 + 210 \cdot d + 0,019069 \cdot d^2 \quad (11.2)$$

11.1.4. Costos de Sistema de Piping

El sistema de piping es la red de conductos de todos los pozos de producción e inyección con la central geotérmica. El costo de estas instalaciones es muy variable dependiendo principalmente de la distancia de los pozos de producción e inyección a la central geotérmica, Otra variable es la presión de flujo y la química de los fluidos transportados. Cañerías de acero al carbono se utilizan en la mayoría de

los centrales geotérmicas y el valor estimado está entre los US\$ 15 - US\$ 25 por pulgada de diámetro por pie de longitud de la cañería (ejemplo: 24" diámetro x 1000 pies de tubería x US\$ 20 = US\$ 480.000). Para un fluido geotermal altamente corrosivo, sistemas aleados tales como dúplex inoxidable, aleaciones alta en Níquel o revestimientos para la cañería puede aumentar su costo de dos a cinco veces el valor del acero al carbono.

Los sistemas de vapor seco son relativamente simples ya que solo requiere una línea para el vapor y para condensado de reinyección. Por otro lado una Central flash requiere cuatro juegos de tuberías: (1) de dos fases (Fluido Geotermal + vapor) que se suministra al separador, (2) el suministro de vapor a la turbina, (3) la tubería de la salmuera que sale del separador (y puede alimentar a un segundo separador de baja presión en caso de un sistema de doble flash), y (4) la fluido geotermal que sale de la turbina condensado que se devuelve a los pozos de inyección. Para los sistemas binarios, sólo se necesita las cañerías del fluido geotermal y las líneas de inyección de este. Los costos del sistema de piping puede variar desde los US\$ 100 a los \$ 250+ / kW.

11.1.5. Costos de Equipos y construcción

La temperatura del recurso es un parámetro esencial que influye en el costo del equipo de la central. Cada central se diseña para optimizar el uso del calor suministrado por el fluido geotérmico. Así, el tamaño y el costo de los diversos componentes (por ejemplo, los intercambiadores de calor) se determinan por la temperatura del recurso.

Al aumentar la temperatura del recurso aumenta, la eficiencia térmica del sistema y aumenta lo que hace disminuir los costos de quipos específicos (mayor producción de energía con un equipo similar). La temperatura del recurso también determina la elección de la tecnología (Flash v/s. Binario). Los recursos de alta temperatura se utilizan centrales flash y de vapor seco que son más simples y menos costosas que las de ciclo binario. El costeo específico de los equipos de las centrales de flash se eleva rápidamente con la disminución de la temperatura del fluido geotermal, aquí es cuando los sistemas binarios empiezan a ser competitivos (temperaturas cercanas a 175 [°C]), las cuales a pesar de un diseño más complejo son menos costosas que las centrales flash para temperaturas menores a 175 [°C].

La química del fluido geotermal es otro parámetro esencial que puede afectar significativamente el costo del sistema de generación de la central. Las cuatro características químicas principales que tienen que ser analizadas de un recurso geotérmico son: el potencial de depósito de calcita en las cañerías, corrosión, gases no condensables (NCG) y contenido de sulfuro de hidrógeno (H₂S). Cada una de

estas características puede requerir la inversión de equipo adicional o influir en el tamaño de algunos componentes de las centrales geotérmicas. Donde el impacto en los costos del proyecto pueden llegar ser importantes. Por ejemplo en la tabla 11.2 se muestran la variación de los costos de equipos para reducción de azufre y gases no condensables.

Tabla 11.2: Variación de Costos en Equipos gases no condensables y reducción de azufre [24]

	Costo [US\$/kW]	
	Promedio	Rango
Gases No condensables	9	3-85
Reducción de Azufre	33	0-75

11.1.6. Costos de Transmisión

En muchas ocasiones los recursos geotérmicos no están ubicados en zonas equipadas con líneas de transmisión. Algunos proyectos incluyen tanto el costo de construir una nueva línea de transmisión para conectar la central a la red. Las líneas de transmisión son muy caras y su costo puede ser un obstáculo a la competitividad de un proyecto. El costo de construcción de una nueva línea de transmisión está ligado a su longitud, pero también se ve afectada por la topografía, estabilidad de taludes, y la accesibilidad del sitio considerado. La tabla 11.3 muestra las estimaciones de los gastos para líneas de transmisión nuevas.

Tabla 11.3: Costo de Construcción de líneas de Transmisión [24]

Sifford and Beale (1991)	US\$360.600/milla (58 % Mano de Obra & 42 % Costo de Materiales)
Lesser (1993)	US\$340.000/milla (61 % Mano de Obra & 39 % Costo de Materiales)
GeothermEx (2004)	US\$268.000/milla
Developer's interview:	350.000 - 450.000 US\$/milla

Otra variable importante en los costos de las líneas de transmisión es su capacidad. Por ejemplo para una línea de transmisión de de 115 [kV] y otra 345 [kV] sus costos estimados sonde ser 164.000 y 388.000 [US\$/milla] según GeothermEx (2004)[24].

11.2. Costos de Operación y Mantenimiento

Los costos de Operación y Mantenimiento (O&M) están presentes durante toda la etapa de operación de la Central geotérmica. En los análisis económicos se suelen distinguir los costos fijos y los costos

variables de O&M, pero en el caso de la producción de energía geotérmica, los costos variables son relativamente bajos y el costo marginal de aumentar la producción de energía es mínimo[24]. Por este motivo se intenta mantener la capacidad de las centrales geotérmicas lo más alta posible con el fin de minimizar el costo de cada [kWh] generado.

11.2.1. Costos de Operación

Los costos de operación incluyen todos los gastos relacionados con el funcionamiento de la central geotérmica. Una parte importante de estos costos es la mano de obra. Otra parte incluye el gasto en bienes de consumo (por ejemplo, lubricantes, productos químicos para la reducción de H_2S , el depósito de calcita y el control de la corrosión, combustible para vehículos, repuestos, etc), los impuestos y otros gastos diversos (por ejemplo, la eliminación de residuos, carga parasitaria de diversos tipos de las bombas (por ejemplo, el sistema de refrigeración), el alumbrado y otros usos de la electricidad.).

11.2.2. Costos de Mantenimiento

Los costos de mantenimiento abarcan todos los gastos relacionados con el mantenimiento de los equipos (sistema de cañerías, turbina, generador, vehículos, edificios, etc.) en un buen estado de funcionamiento. Esto incluye una gran variedad de tareas (por ejemplo, la revisión de maquinaria, pintura, reparación de carreteras, etc.) de las cuales algunas de estas actividades pueden ser objeto de subcontratación a empresas especializadas.

Además de mantener los pozos de producción e inyección, sistemas de cañerías, carreteras, etc, los costos relacionados con el mantenimiento del campo geotérmico también consisten en realizar actividades de seguimiento a las perforaciones. Pozos de reposición son aquellos que se encargan de compensar la disminución de la productividad natural de los pozos de producción de inicio de la perforación de pozos de producción adicionales. La disminución de la productividad es un fenómeno complejo que se explica principalmente por la disminución de la presión y/o temperatura del yacimiento.

Una aproximación de los costos de operación y mantenimiento vienen dado por la ecuación 11.3 [25].

$$C_{o\&m} = 2e^{-0,0025(P-5)} \quad (11.3)$$

11.3. Ingresos Central Geotérmica

Los ingresos (I) que recibe una central de ERNC están dados por:

$$I = E_T \cdot P_{eLP} + P_{FIRME} \cdot P_{POT} + \text{Bono Carbono} + \text{Ley ERNC} \quad (11.4)$$

- E_T : Energía producida por la central ERNC.
- P_{eLP} : Precio de la energía en el largo plazo.
- P_{FIRME} : Factor que pondera la energía para el cálculo de la potencia firme.
- P_{POT} : Precio de la potencia en el largo plazo.
- Bono Carbono: Precio de los bonos de carbono en el largo plazo.
- Ley ERNC: Incentivo por ley a las ERNC.

11.4. Evaluación Económica

Como se mencionó en los objetivos se estudiará la pre-factibilidad económica de 2 centrales geotérmicas, simple flash Tolhuaca y ciclo binario Tolhuaca. Para esto se considerarán cuatro casos para cada central geotérmica en este estudio, donde los medidores económicos con los que se analizará las centrales serán el Valor Actual Neto (VAN) y La Tasa de Rentabilidad Interna (TIR).

1. Caso Base: Este caso considera ingresos por venta de energía, venta de potencia firme más ingresos por bonos de carbono y los relacionados por la ley de ERNC.
2. Caso Base sin Bonos de Carbono: Este caso considera ingresos por venta de energía, venta de potencia firme más ingresos relacionados por la ley de ERNC.
3. Caso Base sin ley ERNC: Este caso considera ingresos por venta de energía, venta de potencia firme más ingresos por bonos de carbono.
4. Caso Base sin Bono de Carbono y sin ley ERNC: Este caso sólo considera ingresos por venta de energía y venta de potencia firme.

Para esta evaluación se considerarán los precios mostrados en la tabla 11.4 para el cálculo de los ingresos de las centrales geotérmicas. Además se considerará que el factor que pondera la energía para el cálculo de la potencia firme será de 0,7 [26] debido a la complejidad de su cálculo.

Tabla 11.4: Precios de Largo Plazo Evaluación Económica [26]

	[US\$/MWh]
Precio de la Energía en el largo plazo	65
Precio de la potencia en el largo plazo (8 US\$/kW-mes)	10,96
Bono de Carbono (15US\$/Ton)	8
Ley ERNC (0,4 UTM/MWh)	27,9

La tabla 11.5 muestra un desglose de los costos de inversión de las centrales flash y ciclo binario Tolhuaca. La tercera columna muestra el valor esperado de los costos de inversión de las centrales geotérmicas y entre paréntesis la varianza.

Tabla 11.5: Total Costos de Inversión de centrales geotérmicas a evaluar

Costos	Central Flash	Central de Ciclo Binario	Rango Costos [24]
Exploración [US\$/kW]	150	230	150 [100-250+]
Confirmación [US\$/kW]	150	200	150 [100-200+]
Permisos [US\$/kW]	20	40	20 [10-50+]
Perforación [US\$/kW]	700	950	750 [500-1000+]
Sistema de Piping [US\$/kW]	250	350	250 [55-400+]
Equipos y construcción Central [US\$/kW]	1450	2100	1500 [1300-2000+]
Transmisión [US\$/kW]	80	230	100 [15-250+]
Costo total de inversión [US\$/kW]	2800	4100	

Las principales características y costos de las centrales geotérmicas Tolhuaca muestran en la tabla 11.6.

Tabla 11.6: Datos generales de las centrales geotérmicas a evaluar

	Central Simple Flash	Central de Ciclo Binario
Potencia [MW]	28,4	5,1
Costo de Inversión de Central [US\$/kW]	2.800	4.100
Costo de Inversión total Central [US\$]	79.520.000	20.910.000
Costo de O&M [US\$/año]	4.233.658	803.967
Factor de Planta	0,9	0,9

Además se considerará un préstamo de una institución financiera que cubrirá un porcentaje de la inversión. La tabla 11.7 muestra los indicadores económicos del crédito.

Tabla 11.7: Indicadores Económicos del préstamo [24]

	Central Flash	Central Ciclo Binario
Porcentaje de la deuda	70 %	70 %
Tasa de Interés	7 %	7 %
Plazo de la deuda [años]	20	20

La tasa de descuento que se ocupará será de un 17 % debido al riesgo asociado a la inversión del proyecto. El impuesto a las utilidades será de un 17 %, los años en que se deprecian los activos fijos son 15 según la cámara chilena de la construcción para maquinaria y equipos en general. La tabla 11.8 muestra un resumen para las dos centrales geotérmicas a evaluar.

Tabla 11.8: Datos económicos de centrales geotérmicas

	CentralFlash	Central Ciclo Binario
Tasa de descuento [24]	17 %	17 %
Impuesto [24]	17 %	17 %
Años de depreciación de activos fijos [30]	15	15
Depreciación Activos Fijos [US\$/año]	2.988.627	766.700

11.5. Resultados Evaluación Económica

Los resultados de la evaluación económica se muestra en la tabla 11.9, en ella se puede apreciar los distintos valores del VAN y la TIR para los distintos casos estudiados en las dos centrales evaluadas. En el anexo D se muestra el flujo de caja para el caso base de las centrales simple flash y ciclo binario.

Tabla 11.9: Resumen Resultados Evaluación Económica

	VAN [US\$]		TIR	
	Flash	Binario	Flash	Binario
Caso Base	38.621.869	2.995.106	45,7 %	24,9 %
Caso Base sin Bonos de Carbono	30.254.880	1.492.583	39,7 %	21,0 %
Caso Base sin Ley ERNC	9.454.140	-2.242.761	24,4 %	10,5 %
Caso Base sin bonos de Carbono y sin ley de ERNC	1.087.151	-3.745.284	17,9 %	5,6 %

Capítulo 12

Conclusiones Generales

La ubicación de Chile dentro del Cinturón de Fuego del Pacífico lo pone en posición muy favorable para el desarrollo de energías geotérmica, con un potencial geotérmico estimado en entre 1200 y 3000 [MWe].

Dentro de las energías renovables, la energía geotérmica posee un alto nivel de confiabilidad ya que no depende del clima. Adicionalmente, la energía geotérmica tiene el potencial de, a partir de una misma fuente, generar dos productos energéticos: electricidad y calor. Los usos directos del calor pueden ir desde los recintos termales presentes en diversas regiones de Chile hasta la calefacción domiciliar que podría ser aplicable en zonas con climas extremos, pasando por usos más industriales como en agricultura (invernaderos), acuicultura, secado de productos y regulación de temperatura industrial.

Por otro lado la disminución de la oferta de gas natural y/o aumento de su precio, fenómenos climáticos que disminuyen la confiabilidad de fuentes de energía dependientes de este tipo de recurso natural como las hidroeléctricas, y aumento o endurecimiento de regulaciones medioambientales. Hacen de este recurso una alternativa muy llamativa para generación eléctrica.

El impacto ambiental que estas centrales generan es muy poco pero aun así existe un impacto al medio ambiente y contaminación por parte de este tipo de ERNC. Los fluidos geotermales (vapor o agua caliente) normalmente contienen gases tales como dióxido de carbono (CO_2), sulfuro de hidrógeno (H_2S), amoníaco (NH_3), metano (CH_4) y trazas de otros gases, como también químicos disueltos cuyas concentraciones aumentan con la temperatura, por ejemplo, cloruro de sodio (NaCl), boro (B), Arsénico (As) y Mercurio (Hg), son una fuente de contaminación si se descargan al ambiente.

La incertidumbre relacionada con los costos de inversión durante la fase de exploración ante la posibilidad de encontrar una fuente geotermal aprovechable para generación eléctrica, fue a su vez unas de las principales barreras para frenar el desarrollo de esta fuente de energía en Chile. Pero en Septiembre de 2009 el gobierno del momento ofreció un subsidio para mitigar este riesgo, el que representa un 70 %,

50 % y 30 % del valor del primer, segundo y tercer pozo perforado no exitoso a cambio de la información obtenida. Además en estos momentos el gobierno actual está preparando en envío de un proyecto para modificar la ley 19.657 que regula las concesiones geotérmicas. Este cambio busca promover esta industria mediante la eliminación de trabas y la agilización de los procedimientos de entrega de permisos de exploración y explotación. Además de establecer mecanismos para que los privados que se adjudiquen estas zonas efectúen trabajos en las distintas etapas del proceso en plazos acotados, a fin de obtener resultados operativos concretos.

Complementando lo anterior la aplicación de la ley de fomento de las ERNC en nuestro país, que tiene como objetivo que el 10 % de energía que se genere provenga de generación renovable no convencional para el año 2020. Hace que este sea un momento idóneo para invertir en recursos geotérmicos de generación eléctrica, donde los recursos geotérmicos del sur de Chile presentan un potencial que puede ser aprovechado para generación eléctrica (Tolhuaca, Calabozos, Nevados de Chillán y Cordón Caulle) si las perforaciones de pozos profundos confirman el potencial estimado.

Las centrales de vapor seco son las centrales más económicas y que generan una mayor potencia pero no fueron estudiadas en la presente memoria debido a que es un recurso que se encuentra en lugares muy específicos en el mundo. Pero aun así no es una tecnología descartada para Chile debido a que futuros estudios podrían arrojar resultados donde sea factible aplicar esta tecnología.

En la presente memoria se estudiaron dos centrales de tecnología flash y cuatro de centrales de tecnología de ciclo binario. Las centrales de tecnologías flash (simple y doble flash) operan con temperaturas de fuentes geotermales mayores a 200 [°C]. Las centrales doble generan alrededor de un 17 % más de potencia promedio que las centrales simple flash y tienen una eficiencia de utilización un 6 % mayor para la misma temperatura de fluido geotermal. Este aumento de eficiencia de utilización se traduce en una menor pérdida de exergía en la reinyección del fluido geotermal. El aumento en inversión en equipos necesarios para las centrales doble flash no necesariamente da como resultado un incremento en la producción de energía que compense la inversión adicional.

Las centrales de ciclo binario operan a temperaturas entre 150 [°C] y 180[°C], con una temperatura de reinyección de 75 [°C] promedio. Los resultados muestran que el isobutano como fluido de trabajo genera una mayor eficiencia de utilización y una mayor potencia neta en las centrales de ciclo binario básico, con IHE y regenerativo con IHE. Para el caso de las centrales de doble presión fue el isopentano el fluido de trabajo que entregó un mejor desempeño de la central.

La potencia de las centrales de ciclo binario está fuertemente ligada a la temperatura de condensación. A una menor temperatura de condensación se logra una mayor potencia neta, pero este aumento de potencia se traduce en una disminución de la temperatura de reinyección, la cual no puede ser muy baja (menor de 60 [°C]) debido a la precipitación de sílice en las cañerías de los pozos de reinyección.

Luego del análisis termohidráulico las centrales de ciclo binario se obtuvo que las centrales de doble presión fueron las que tuvieron una mayor eficiencia exergética, pero estas centrales presentan el mismo problema que las centrales doble flash, en que la inversión necesaria en equipos para aumentar la potencia no siempre trae como resultado un incremento en la potencia que compense esta inversión inicial, por lo que para comprobar su factibilidad se requiere un estudio económico más detallado. Por el contrario las centrales regenerativas con IHE mostraron las menores eficiencia de utilización pero a cambio tuvieron la mayor eficiencia térmica. Este aumento de eficiencia térmica se traduce en un aumento en la temperatura de reinyección, esto quiere decir que este tipo de centrales puede operar a temperaturas de condensación más bajas que las demás centrales de ciclo binario y así aumentar su potencia neta.

Comparando exergéticamente ambas tecnologías de centrales geotérmicas (flash y ciclo binario) se observó que la central de ciclo binario de doble presión para una temperatura de condensación de 25 [°C] obtuvo la mayor eficiencia de utilización con un 45 % seguida con un 40 % de eficiencia de utilización por la central doble flash a una temperatura de fluido geotermal de 289 [°C]. Además todas las centrales de ciclo binario con una temperatura de condensación de 25 [°C] aprovechan mejor la exergía del fluido geotermal que las centrales simple flash. En el caso que la temperatura de condensación fue de 40 [°C] las centrales flash tuvieron una mejor eficiencia de utilización que las de ciclo binario las de ciclo binario exceptuando la central de doble presión.

Continuando con el estudio económico, este se realizó a las centrales geotérmicas simple flash Tolhuaca de 28,4 [MWe] y ciclo binario Tolhuaca 5,1 [MWe]. La inversión total para estas centrales es de US\$ 79,5 millones de dólares para la central simple flash Tolhuaca y de US\$ 20,9 millones para la central de ciclo binario Tolhuaca necesaria donde los costos de exploración, pozos explorativos, pozos productores y estudios varios, representan un 36 % y 37 % de la inversión total respectivamente. Los resultados mostraron que la central simple flash resulto ser económicamente rentable para los cuatro casos estudiados. En el caso base se obtuvo un VAN de \$33,8 millones de dólares y una TIR de 45,7 % en un período de evaluación de 20 años. En cambio la central ciclo binario Tolhuaca sólo resultó rentable con la aprobación de la ley de fomento de la ERNC (Caso base y caso base sin bonos de carbono). Para el caso base se obtuvo un VAN de \$5,6 millones de dólares y una TIR de 24,9 % en un período de evaluación de 20 años.

Cabe destacar que las centrales de Simple flash Tolhuaca y Ciclo Binario Tolhuaca fueron estudiadas económicamente para operar en forma independiente y separada. La posibilidad de combinarlas o agregar más unidades de una tecnología u otra en proyectos futuros sucesivos en el tiempo harían del campo geotérmico Tolhuaca una central con una mayor capacidad instalada pudiendo llegar a un valor cercano a los 100 [MWe], que considerando economías de escala harían aún más rentables el proyecto. Un ejemplo de lo anterior sería la central Miravalles de Costa Rica que genera una potencia de 160 [MW] distribuidos en 5 unidades (3 simple flash y 2 de ciclo binario) que fueron entrando un operación en los años 1994, 1995, 1998, 2000 y 2004, cuya temperatura del fluido geotérmico es de 240 [°C].

Capítulo 13

Bibliografía

- [1] Lumb J.T., Prospecting for geothermal resources. In: Rybach, L. and Muffler L.J.P., eds., Geothermal Systems, principles and Case Histories, J. Wiley & Sons, New York, pp 77-108.
- [2] Dickson M. and Fanelli M., What is Geothermal Energy?, Istituto di Geoscienze e Georisorse, CNR , Pisa, Italy, 2004.
- [3] Stefásson V., Investment Cost For Geothermal Power Plants, Mayo de 2001.
- [4] Borsukiewicz-Gozdur A., Maximising the working flow as a way of increasing power output of Geothermal Power Plant, Noviembre de 2006.
- [5] TJORVI E., Multiple Integrated applications for low-to medium-temperature Geothermal Resources in Iceland, Abril de 2003.
- [6] Yari M., Exergetic analysis of various types of Geothermal Power Plants, Septiembre de 2008.
- [7] DiPippo, R., Second Law assesment of binary plants generating power from low- temperature geothermal fluids, Abril de 2003..
- [8] Hettiarachchi H., et al., Optimun design criteria for an Organic Rankine cycle using low temperture geothermal heat sources, Abril de 2006.
- [9] Franco A., Optimal design of binary cycle power plants for water- opminated, medium-temperature geothermal field. Septiembre de 2008.
- [10] Kanoglu M., Exergy analysis of a dual-level binary Geothermal Power Plant, Julio de 2001.
- [11] Gokcen,G., Overview of Kizildere Geothermal Power Plant in Turkey, Mayo de 2003.
- [12] Lunis, B., R. Breckenridge. Geothermal Direct Use, Engineering and Design Guidebook, Geo-Heat Center, 1991.
- [13] DiPippo, R., Geothermal Powet Plant: Principles, Applications Case Studies and Enviromental Impact, 2nd edition, 2008.

- [14] Hauser A., Catastro de las fuentes de las aguas termales y minerales de Chile. Servicio de geología y minería, Boletín N° 50, Santiago, 1997.
- [15] Hauser A., Mapa de fuentes de aguas termales de Chile. Servicio de geología y minería, Documento de trabajo N° 16, 1 mapa escala 1:3.000.000, Santiago, 2000.
- [16] Yildirim Ozcan N., Thermodynamic assessment of gas removal systems for single-flash geothermal power plants. Abril de 2009.
- [17] Lazalde-Crabtree, H., Desing Approach of Steam- Water Separators and Steam Dryers for Geothermal Aplications, Geothermal resources Council Bulletin, 13; N°. 8, pp 11-20,1984.
- [18] DiPippo, R., Small Geothermal Power Plants: Design, performance and economics, Junio de 1999.
- [19] Kanoglu M., Performance and parametric investigation of a binary geothermal power plant by energy. Marzo de 2008.
- [20] Lahsen A., et al., Present statuof geothermal exploration in Clile. Universidad de Chile, Departamento de geología, Abril de 2005.
- [21] www.cne.cl
- [22] www.revistaei.com
- [23] www.minmineria.cl
- [24] Nathanaël, C., Factors Affecting Costs of Geothermal Power Development, Agosto de 2005, <http://www.geo-energy.org/reports/Factors Affecting Cost of Geothermal Power Development - August 2005.pdf>
- [25] Sanyal, S., Cost of Geothermal Power and Factors that Affect It, Enero de 2004.
- [26] <http://web.ing.puc.cl/~power/alumno08/renewables/evaluacion.html>
- [27] Melosh G. et al., Exploration results and resource conceptual model of the Tolhuaca Geothermal Field, Chile. Proceedings World Geothermal Congress 2010, Indonesia, Abril de 2009.
- [28] Comisión Nacional de Energía. Fijación de Precio de Nudo Octubre 2007 Sistema Interconectado Central (SIC) Informe Técnico Definitivo. Comisión Nacional de Energía, Santiago, Octubre 2007.
- [29] Comisión Nacional de Energía. Fijación de Precio de Nudo Abril 2007 Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) Informe Técnico Definitivo. Comisión Nacional de Energía, Santiago, Abril 2007.

[30] Camara Chilena de la Construcción., Las depreciaciones del Activo Fijo, Escudo Tributario. Enero de 2007.

[31] http://www.gea-energy.com/opencms/opencms/gem/en/calculators/ACC_Calculator.html

[32] <http://www.zoover.es/chile/chile/curacautin/tiempo>

[33] <http://www.chilecologico.cl/avanza-proyecto-geotermico-en-sectror-el-tatio/102>

Anexo A

Estudios realizados durante la exploración geotérmica

Estudios Geológicos e Hidrogeológicos: Son el punto de partida de cualquier programa de exploración, su función básica es identificar la ubicación y extensión de áreas promisorias a ser investigadas con mayor detalle y recomendar los métodos de exploración más apropiados para esas áreas. Los estudios geológicos e hidrogeológicos tienen un importante papel en todas las siguientes etapas de la investigación geotérmica, hasta en la localización de los pozos exploratorios y de producción. Estos estudios también aportan la información básica para interpretar los datos obtenidos con otros métodos de exploración y, finalmente, para elaborar un modelo realista del sistema geotermal y evaluar el potencial del recurso. La información obtenida de los estudios geológicos e hidrogeológicos puede inclusive ser usada en la etapa de producción, aportando valiosa información para la ingeniería del reservorio y la producción. La duración y el costo de la exploración puede ser reducida considerablemente con un programa bien elaborado y una eficiente coordinación de las investigaciones.

Prospecciones geoquímicas (incluyendo geoquímica isotópica): Son un medio útil para determinar si un sistema geotérmico es de agua o de vapor dominante, para estimar la temperatura mínima esperada en profundidad, para estimar la homogeneidad del abastecimiento de agua, para inferir las características químicas de los fluidos profundos, y para determinar la fuente de recarga del agua. También se obtiene información valiosa acerca del tipo de problemas que pudiesen surgir durante la etapa de re-inyección y de la utilización de la central (esto es: cambios en la composición del fluido, corrosión e incrustación en los ductos y en los equipos de la central, impacto ambiental) y la forma como evitarlos o aminorarlos. Los estudios geoquímicos consisten en el muestreo y análisis químicos y/o isotópicos de agua y gas de las manifestaciones termales (fuentes termales, fumarolas, etc.) o de pozos del área en estudio. Como los estudios geoquímicos proporcionan datos útiles para planificar la exploración y como sus costos son relativamente bajos en comparación con otros métodos exploratorios más sofisticados, tales como los métodos geofísicos, las técnicas geoquímicas deberían ser utilizadas en la mayor medida posible, antes de avanzar con otras metodologías más costosas.

Prospecciones geofísicas, están orientadas a obtener indirectamente, desde la superficie o desde

ciertos intervalos de profundidad cercana a la superficie, los parámetros físicos de las formaciones geológicas en profundidad. Estos parámetros físicos incluyen:

- Temperatura (prospección térmica).
- Conductividad eléctrica (métodos eléctricos y electromagnéticos).
- Velocidad de propagación de ondas elásticas (prospección sísmica).
- Densidad (prospección gravimétrica).
- Susceptibilidad magnética (prospección magnética).

Algunas de estas técnicas, tales como las sísmicas, gravimétricas y magnéticas, que son tradicionalmente empleadas en exploración petrolífera, pueden aportar valiosa información acerca de la forma, tamaño, profundidad y otras características importantes de las estructuras geológicas profundas que podrían constituir un reservorio geotermal; sin embargo, ellas entregan poco o ninguna información en cuanto a que estas estructuras contengan fluidos, que es el objetivo primordial de la investigación. Estas metodologías son, por lo tanto, más apropiadas para definir ciertos detalles durante las etapas finales de la exploración, antes que sean localizados los pozos exploratorios. La existencia de fluidos geotermales en las estructuras geológicas puede determinarse mediante prospecciones eléctricas y electromagnéticas, las cuales son más sensibles que otras prospecciones a la presencia de estos fluidos y a las variaciones de la temperatura; estas dos técnicas han sido ampliamente empleadas con resultados satisfactorios. El método magnetotelúrico, que utiliza las ondas electromagnéticas generadas por las tormentas solares, ha sido enormemente mejorado en los últimos años, y actualmente ofrece un vasto espectro de posibles aplicaciones, a pesar del hecho que requiere una sofisticada instrumentación y que es muy sensible a los ruidos de fondo en áreas urbanas. La mayor ventaja del método magnetotelúrico es que puede ser utilizado para definir las estructuras más profundas que las que son alcanzadas con técnicas eléctricas o electromagnéticas. El método Audiomagnetotelúrico de Fuente Controlada (Controlled Source Audiomagnetotelluric method, CSAMT), desarrollado recientemente, utiliza ondas inducidas artificialmente en vez de ondas electromagnéticas naturales. La profundidad de penetración es menor con esta técnica, pero es más rápida, menos costosa, y proporciona mucho mayor detalle que el método MT clásico. Las técnicas termales (mediciones de temperatura, determinación de gradientes geotérmicos y de flujo calórico terrestre) pueden a menudo proporcionar una buena aproximación acerca de la temperatura en el techo del reservorio.

Todas las técnicas geofísicas son costosas, algunas más que otras. Estas no deben ser utilizadas indiscriminadamente en cualquier situación o condición, como es un método que produce resultados

excelentes en un determinado ambiente geológico en otros puede entregar resultados muy poco satisfactorios. Con el fin de reducir costos, es por lo tanto muy importante que los métodos geofísicos sean cuidadosamente seleccionados por geofísicos en estrecha colaboración con geólogos.

Anexo B

Centrales Geotérmicas a Nivel Mundial

A mayo de 2007, hay 27 países que producen electricidad a partir de la energía geotérmica, o lo utilizaron antes. Países como Argentina, Grecia, y Zambia, han dado de baja sus plantas y Etiopía tiene una planta en reserva inactiva.

El crecimiento de la energía geotérmica en todo el mundo se muestra en la figura B.1. En este gráfico se observa que la industria geotérmica ha experimentado varios períodos diferentes en su desarrollo. Hasta la Segunda Guerra Mundial, Italia fue el único país con centrales de energía geotérmica. De 1930 a 1944, el crecimiento anual promedio fue de alrededor del 14 %. Después de la reconstrucción de las centrales de Larderello (destruida durante la 2da Guerra Mundial), el crecimiento cayó al 9,7 % desde 1945 hasta 1979, a pesar de que 11 países más se habían unido al círculo de energía geotérmica. La gran crisis del petróleo de 1973 impulsó a muchos países a comenzar a desarrollar sus recursos geotérmicos. Desde 1979, el año de la segunda crisis del petróleo, hasta 1985, la tasa de crecimiento anual aumentó a 15,0 %. Ahora en los últimos 22 años, desde 1985 hasta 2007, esta tasa se ha ralentizado considerablemente a alrededor de 3,2%. En las tablas B.1, B.2 y B.3 se muestran un detalle de la capacidad y número de unidades instaladas de centrales geotérmicas a nivel mundial de las distintas tecnologías.

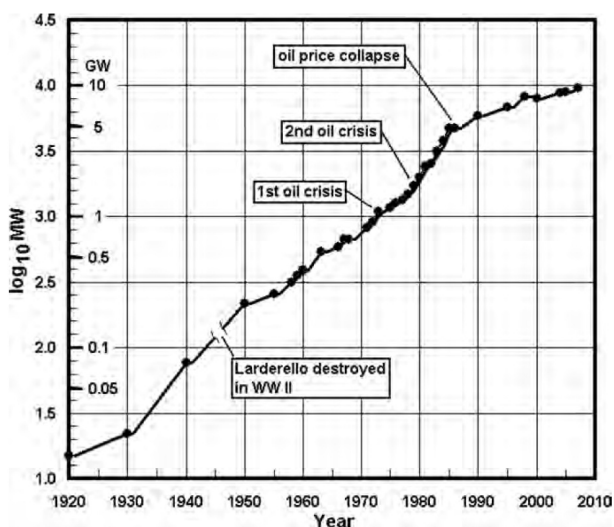


Figura B.1: Crecimiento de la capacidad instalada de Potencia geotérmica

Tabla B.1: Estado del desarrollo de centrales geotérmica

Rank	País	N°. Unids	MWe
1	Estados Unidos	193	2555,5
2	Filipinas	58	1979,9
3	México	37	953,3
4	Italia	33	811,2
5	Indonesia	15	807,0
6	Nueva Zelandia	39	572,1
7	Japón	22	537,7
8	Islandia	24	422,4
9	El Salvador	7	204,3
10	Costa Rica	6	163,0
11	Kenia	9	130,2
12	Nicaragua	7	108,9
13	Rusia	12	79,0
14	Papúa-Nueva Guinea	6	56,0
15	Guatemala	9	44,6
16	Turquía	2	27,8
17	China (Tibet)	13	27,6
18	Portugal (The Azores)	5	16,0
19	Francia (Guadeloupe)	2	14,7
20	Austria	2	1,3
21	Tailandia	1	0,3
22	Alemania	1	0,2
23	Australia	1	0,2
24	Argentina	0	0,0
25	Etiopía	0	0,0
26	Grecia	0	0,0
27	Zambia	0	0,0
Total		504	9513,2
Promedio (MWe/unid)			18,88

Tabla B.2: Centrales geotérmicas: por MW instalados para cada tipo de central.

País	Dry steam	1-Flash	2-Flash	3-Flash	Binary	Flash-Binary	Hibrido	Total
Estados Unidos	1462	49	707	49	257	25	6	2555,5
Filipinas	0	1325	497	0	16	142	0	1979,9
México	0	480	470	0	3	0	0	953,3
Italia	791	20	0	0	1	0	0	811,2
Indonesia	140	667	0	0	0	0	0	807,0
Nueva Zelandia	55	85	227	45	22	139	0	572,1
Japón	24	352	160	0	2	0	0	537,7
Islandia	0	352	60	0	11	0	0	422,4
El Salvador	0	160	35	0	9	0	0	204,3
Costa Rica	0	144	0	0	19	0	0	163,0
Kenia	0	116	0	0	2	12	0	130,2
Nicaragua	0	101	0	0	8	0	0	108,9
Rusia	0	79	0	0	0	0	0	79,0
Papúa-Nueva Guinea	0	56	0	0	0	0	0	56,0
Guatemala	0	0	0	0	0	45	0	44,6
Turquía	0	20	0	0	7	0	0	27,8
China (Tibet)	0	1	26	0	1	0	0	27,6
Portugal (The Azores)	0	3	0	0	13	0	0	16,0
Francia (Guadeloupe)	0	5	10	0	0	0	0	14,7
Austria	0	0	0	0	1	0	0	1,3
Tailandia	0	0	0	0	0,3	0	0	0,3
Alemania	0	0	0	0	0,2	0	0	0,2
Australia	0	0	0	0	0,2	0	0	0,2
Total	2471	4015	2192	94	373	363	6	9513,2
Porcentaje	26,0 %	42,2 %	23,0 %	1,0 %	3,9 %	3,8 %	0,1 %	100,0 %

Tabla B.3: Centrales geotérmicas: por número de unidades por cada tipo de central

País	Dry steam	1-Flash	2-Flash	3-Flash	Binary	Flash-Binary	Híbrido	Total
Estados Unidos	25	3	28	1	125	10	1	193
Filipinas	0	37	10	0	6	5	0	58
Nueva Zelanda	1	3	9	4	6	16	0	39
México	0	29	5	0	3	0	0	37
Italia	31	1	0	0	1	0	0	33
Islandia	0	14	2	0	8	0	0	24
Japón	1	16	3	0	2	0	0	22
Indonesia	3	12	0	0	0	0	0	15
China (Tíbet)	0	2	10	0	1	0	0	13
Rusia	0	12	0	0	0	0	0	12
Guatemala	0	0	0	0	0	9	0	9
Kenia	0	6	0	0	1	2	0	9
El Salvador	0	5	1	0	1	0	0	7
Nicaragua	0	6	0	0	1	0	0	7
Costa Rica	0	4	0	0	1	0	0	5
Papúa-Nueva Guinea	0	6	0	0	0	0	0	6
Portugal (The Azores)	0	1	0	0	0	4	0	5
Turquía	0	1	0	0	1	0	0	2
Francia (Guadalupe)	0	1	1	0	0	0	0	2
Austria	0	0	0	0	2	0	0	2
Tailandia	0	0	0	0	1	0	0	1
Alemania	0	0	0	0	1	0	0	1
Australia	0	0	0	0	1	0	0	1
Total	61	159	69	5	162	46	1	504
Porcentaje	12,10 %	31,55 %	13,69 %	0,99 %	32,14 %	9,13 %	0,20 %	100,0 %

Anexo C

Especificaciones Técnicas Centrales Geotérmicas

Tabla C.1: Especificaciones Técnicas Centrales Flash 1

Central	Cerro Prieto I	Cerro Prieto IV	Mutnovsky	Verkhne-Mutnovsky
Ubicación	México	México	Rusia	Rusia
Tipo	Simple Flash	Simple flash	Simple Flash	Simple Flash
Año de puesta en marcha	1973 (1-2) 1979 (3-4)	2000	2002	1999
Temperatura reservorio [°C]	250	320	240	-
Potencia instalada [MW]	37,5	25	25	4
Flujo másico [kg/s]	-	-	-	-
Turbina				
Cilindros	1	1	-	-
Flows/turbine	2	1	-	-
Etapas	6	7	-	-
Flujo másico vapor [kg/s]	79,25	48,9	42,9	-
Temperatura de entrada [°C]	160	182	160	170
Presión de entrada [bar,a]	6,2	10,5	6,2	8
Presión de salida [bar,a]	0,12	0,12	0,05	0,12
Alto del último álabe [mm]	508	584,2	-	-
RPM	3600	3600	-	3000
Condensador				
Tipo	DC	DC	-	ACC
Número	1	1	-	1
Medio de enfriamiento	Agua	Agua	Agua	Aire
Flujo másico [kg/s]	2974	1681	-	-
Temperatura de entrada [°C]	32	32,9	-	-
Temperatura de salida [°C]	45,3	47,4	-	-
Sistema de NCG				
Turbo Compresor	No	No	-	No
Etapas	-	-	-	-
Potencia [kW]	-	-	-	-
Ejector de Vapor	Sí	Sí	Sí	Sí
Etapas	2	2	-	2
Flujo de Vapor [kg/s]	6,68	2,16	-	2,78
Bomba de Vacío	No	Sí	Sí	No
Potencia requerida Bomba Vacío [kW]	-	225	-	-
Sistema de enfriamiento				
Tipo	Torre de enfriamiento	Torre de enfriamiento	-	-
N° de Celdas	3 (1-2) 5 (3-4)	3	-	-
Flujo másico del agua [kg/s]	3213	1848	-	-
Potencia Ocupada [kW]	835	333,5	-	-
Performance Central				
Eficiencia utilización Bruto [%]	34,5	39,7	33,5	-
T0 [°C]	25	25	5	-

Tabla C.2: Especificaciones Técnicas Centrales Flash 2

Central	Miravalles Unit I	Miravalles Unit III	Beowawe	Cerro Prieto II y III
Ubicación	Costa Rica	Costa Rica	Nevada	México
Tipo	Simple Flash	Simple Flash	Doble Flash	Doble Flash
Año de puesta en marcha	1994	2000	1985	1982 (II), 1983 (III)
Temperatura reservorio [°C]	240	240	215	320
Potencia instalada [MW]	55	29	16,7	110
Flujo másico [kg/s]	760	400	157,5	-
Turbina				
Cilindros	1	1	-	2
Flows/turbine	2	1	-	2
Etapas	6	5	-	3(HP) 4 (LP)
Flujo másico vapor [kg/s]	110	57,5	22,3 (HP) 12,2 (LP)	177 (HP) 25 (LP)
Temperatura de entrada [°C]	158,9	156,8	146 (HP) 99 (LP)	182,2 (HP) 134,6 (LP)
Presión de entrada [bar,a]	6	5,6	4,2 (HP) 0,9 (LP)	10,75 (HP) 3,16 (LP)
Presión de salida [bar,a]	0,13	0,09	0,33	0,11
Alto del último álabe [mm]	586	635	635	584,2
RPM	3600	3600	3600	3600
Condensador				
Tipo	DC	DC	DC	DC
Número	1	1	1	2
Medio de enfriamiento	Agua	Agua	Agua	Agua
Flujo másico [kg/s]	4233,6	2,143	1474	7012
Temperatura de entrada [°C]	28,9	27,4		34
Temperatura de salida [°C]	49,4	40,8		46
Sistema de NCG				
Turbo Compresor	Sí	No	No	Sí
Etapas	4	-	-	1
Potencia [kW]	450	-	-	-
Eyector de Vapor	Sí	Sí	Sí	No
Etapas	2	2	1	
Flujo de Vapor [kg/s]	4,057	1,517	-	8,6
Bomba de Vacío	No	Sí	Sí	No
Potencia requerida Bomba Vacío [kW]	-	460		-
Sistema de enfriamiento				
Tipo	-	-	-	-
N° de Celdas	-	-	-	-
Flujo másico del agua [kg/s]	-	-	-	-
Potencia Ocupada [kW]	-	-	-	-
Performance Central				
Eficiencia utilización Bruto [%]	29,6	29,7	46,7	49,3
T0 [°C]	21,7	21,7	-	25

Tabla C.3: Especificaciones Técnicas Centrales Ciclo Binario

	Mammuth-Pacific	Amedee	Miravalles Unit 5	Heber, CA	Stillwater
Central					
Ubicación	Mammoth, CA	Wendel, CA	Costa Rica	Heber, CA	EEUU
Tipo	Básica	Básica	Básica*	Doble Presión	Doble Presión
Año de puesta en marcha					1989
N° de Unidades	2	2	2	12	7
Potencia instalada [MW]	10	2	19	40	-
Potencia eléctrica [MWe]	7	1,6	15,5	32	12,4
Potencia por unidad [MWe/unit]	3,5	0,8	7,75	2,7	1,8
Flujo másico Fluido geotermal [kg/s]	220,5	205,1	885 (2 x 442.5)	999	337,4
Temperatura reservorio [°C]	169	103	165	168	163
Bomba de pozo	Sí	Sí	Sí	Sí	
Fluido de Trabajo	Isobutano	R-114	n.pentano	Isopentano	Isopentano
Turbina					
Tipo	Flujo radial	Flujo axial	Flujo axial	Flujo axial	-
Temperatura de entrada [°C]	138	83	147	na	136
Presión de entrada [kPa]	33,79	9,93	15,5	15,5	13,6
Presión de salida [kPa]	Variable	2,76	1,35	na	-
Flujo másico turbina [kg/s]	92,2	100,8	58,15	na	19 [HP] 21 [LP]
RPM	11050	3600	1800	1800	-
Evaporador					
Número por unidad	6	1	2	2	-
Tipo	Tubo y carcasa	Tubo y carcasa	Tubo y carcasa	Tubo y carcasa	-
Heat Duty [MWt]	86,75	28,72	110,5	413,2	-
T°_{IN} Fluido Geotermal [°C]	169	104	165	168	163
T°_{OUT} Fluido Geotermal [°C]	66-88	71	136	71	64,5
Condensador (s)					
Tipo	Tubo con aletas	Evaporación	Tubo y carcasa	Tubo y carcasa	ACC
Temperatura Condensación					-
Medio de enfriamiento	Aire	Agua	Agua	Agua	Aire
T°_{IN} refrigerante [°C]	variable	21,1	28	20	-
T°_{OUT} refrigerante [°C]	variable	na	37	28,1	-
Heat Duty [MWt]	79,72	na	-	269,2	-
Bombas					
Bombas por Unidad	-	-	2	2	2
Potencia [kW]	-	-	260	385	-
Performance Central					
Eficiencia utilización Bruto [%]	32,2	17,2	45,7	44,5	-
Eficiencia Térmica [%]	8,1	5,6	13,97	13,2	-

* Básica con recuperador de Calor

Anexo D

Flujos de Cajas de Centrales Geotérmicas a Evaluar

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Venta Energía	12.812	12.812	12.812	12.812	12.812	12.812	12.812	12.812	12.812	12.812	12.812	12.812	12.812	12.812	12.812	12.812	12.812	12.812	12.812	12.812	12.812	12.812
Pago por Potencia Firme	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361	1.361
Bonos de Carbono	1.577	1.577	1.577	1.577	1.577	1.577	1.577	1.577	1.577	1.577	1.577	1.577	1.577	1.577	1.577	1.577	1.577	1.577	1.577	1.577	1.577	1.577
Ley ERNC	5.497	5.497	5.497	5.497	5.497	5.497	5.497	5.497	5.497	5.497	5.497	5.497	5.497	5.497	5.497	5.497	5.497	5.497	5.497	5.497	5.497	5.497
Total Ingresos	21.246	21.246	21.246	21.246	21.246	21.246	21.246	21.246	21.246	21.246	21.246	21.246	21.246	21.246	21.246	21.246	21.246	21.246	21.246	21.246	21.246	21.246
Costos por O&M	-3.750	-3.750	-3.750	-3.750	-3.750	-3.750	-3.750	-3.750	-3.750	-3.750	-3.750	-3.750	-3.750	-3.750	-3.750	-3.750	-3.750	-3.750	-3.750	-3.750	-3.750	-3.750
Intereses	-4.891	-4.806	-4.712	-4.609	-4.495	-4.370	-4.232	-4.081	-3.915	-3.732	-3.530	-3.309	-3.065	-2.797	-2.502	-2.178	-1.821	-1.429	-997	-522	0	0
Depreciación	-2.562	-2.562	-2.562	-2.562	-2.562	-2.562	-2.562	-2.562	-2.562	-2.562	-2.562	-2.562	-2.562	-2.562	-2.562	-2.562	-2.562	-2.562	-2.562	-2.562	-2.562	-2.562
Perdida ej anterior	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
UAI	10.043	10.128	10.222	10.326	10.439	10.564	10.702	10.853	11.020	11.203	11.404	11.626	11.869	12.137	12.432	12.750	13.094	13.464	13.859	14.280	14.728	15.203
Impuestos (17%)	-1.707	-1.722	-1.738	-1.755	-1.775	-1.796	-1.819	-1.845	-1.873	-1.904	-1.939	-1.976	-2.018	-2.063	-2.113	-2.169	-2.236	-2.314	-2.403	-2.504	-2.617	-2.743
UDI	8.336	8.407	8.485	8.570	8.665	8.768	8.883	9.008	9.146	9.298	9.465	9.649	9.851	10.074	10.319	10.587	10.879	11.196	11.540	11.913	12.317	12.753
Depreciación	2.562	2.562	2.562	2.562	2.562	2.562	2.562	2.562	2.562	2.562	2.562	2.562	2.562	2.562	2.562	2.562	2.562	2.562	2.562	2.562	2.562	2.562
Perdida ej anterior	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de Caja Operacional	0	10.898	10.969	11.047	11.132	11.227	11.330	11.445	11.570	11.708	11.860	12.027	12.211	12.413	12.636	12.881	13.147	13.436	13.748	14.085	14.449	14.841
Amortización	-854	-939	-1.033	-1.137	-1.250	-1.375	-1.513	-1.664	-1.831	-2.014	-2.215	-2.437	-2.680	-2.948	-3.243	-3.567	-3.924	-4.316	-4.748	-5.223	-5.746	-6.308
Inversión	-69.875																					
Prestamo	48.913																					
Capital de Trabajo	-1.000																					
Valor Residual																						1.000
Flujo de Caja de Capitales	-854	-939	-1.033	-1.137	-1.250	-1.375	-1.513	-1.664	-1.831	-2.014	-2.215	-2.437	-2.680	-2.948	-3.243	-3.567	-3.924	-4.316	-4.748	-5.223	-5.746	-6.308
Flujo de Caja Neto	-21.963	10.044	10.029	10.013	9.996	9.976	9.955	9.932	9.906	9.878	9.847	9.812	9.775	9.733	9.688	9.638	9.583	9.524	9.460	9.388	9.310	9.227
VAN																						\$ 33.819

Figura D.1: Flujo de Caja de Central Geotérmica Simple Flash

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Venta Energía [US\$]	2.562	2.562	2.562	2.562	2.562	2.562	2.562	2.562	2.562	2.562	2.562	2.562	2.562	2.562	2.562	2.562	2.562	2.562	2.562	2.562	2.562
Pago por Potencia Firme	272	272	272	272	272	272	272	272	272	272	272	272	272	272	272	272	272	272	272	272	272
Bonos de Carbono	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315
Ley ERNC	1.099	1.099	1.099	1.099	1.099	1.099	1.099	1.099	1.099	1.099	1.099	1.099	1.099	1.099	1.099	1.099	1.099	1.099	1.099	1.099	1.099
Total Ingresos	4.249	4.249	4.249	4.249	4.249	4.249	4.249	4.249	4.249	4.249	4.249	4.249	4.249	4.249	4.249	4.249	4.249	4.249	4.249	4.249	4.249
Costos por O&M	-788	-788	-788	-788	-788	-788	-788	-788	-788	-788	-788	-788	-788	-788	-788	-788	-788	-788	-788	-788	-788
Intereses	-782	-762	-742	-720	-697	-672	-645	-617	-586	-553	-518	-481	-441	-398	-352	-302	-250	-194	-133	-69	-69
Depreciación	-585	-585	-585	-585	-585	-585	-585	-585	-585	-585	-585	-585	-585	-585	-585	-585	-585	-585	-585	-585	-585
Perdida ej anterior	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
UAI	2.094	2.113	2.134	2.156	2.179	2.204	2.231	2.259	2.290	2.323	2.358	2.395	2.435	2.478	2.524	3.158	3.211	3.267	3.327	3.392	3.392
Impuestos (17%)	-356	-359	-363	-366	-370	-375	-379	-384	-389	-395	-401	-407	-414	-421	-429	-537	-546	-555	-566	-577	-577
UDI	1.738	1.754	1.771	1.789	1.809	1.829	1.852	1.875	1.901	1.928	1.957	1.988	2.021	2.057	2.095	2.621	2.665	2.712	2.762	2.815	2.815
Depreciación	585	585	585	585	585	585	585	585	585	585	585	585	585	585	585	585	585	585	585	585	585
Perdida ej anterior	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de Caja Operacional	2.323	2.339	2.356	2.374	2.393	2.414	2.436	2.460	2.486	2.513	2.542	2.573	2.606	2.642	2.680	2.621	2.665	2.712	2.762	2.815	2.815
Amortización	-272	-291	-312	-334	-357	-382	-409	-437	-468	-501	-536	-573	-613	-656	-702	-751	-804	-860	-921	-985	-985
Inversión	-15.950																				
Prestamo	11.165																				
Capital de Trabajo	-1.000																				
Valor Residual																					1.000
Flujo de Caja de Capitales	-272	-291	-312	-334	-357	-382	-409	-437	-468	-501	-536	-573	-613	-656	-702	-751	-804	-860	-921	-985	-985
Flujo de Caja Neto	-5.785	2.051	2.048	2.040	2.036	2.032	2.028	2.023	2.018	2.012	2.006	2.000	1.993	1.986	1.978	1.870	1.861	1.851	1.841	1.841	2.830
VAN																					\$ 5.645

Figura D.2: Flujo de Caja de Central Geotérmica Ciclo Binario